

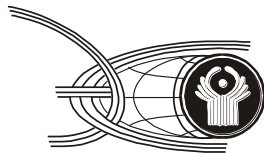


# Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ



## Протокол 57-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ

25 декабря 2020 года,  
г. Москва



# ПРОТОКОЛ

## заочного заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств

25 декабря 2020 года

г. Москва

### № 57

---

В заочном голосовании по материалам 57-го заочного заседания Электроэнергетического Совета СНГ приняли участие:

Эльнур Солтанов Забит оглу – Заместитель Министра энергетики Азербайджанской Республики;

Папикян Сурен Рафикович – Министр территориального управления и инфраструктур Республики Армения;

Каранкевич Виктор Михайлович – Министр энергетики Республики Беларусь;

Ногаев Нурлан Аскарлович – Министр энергетики Республики Казахстан;

Козубеков Нурбек Азимканович – Председатель Правления ОАО «Национальная Энергетическая Холдинговая Компания» Кыргызской Республики;

Усатый Анатолий Андреевич – Министр экономики и инфраструктуры Республики Молдова;

Шульгинов Николай Григорьевич – Министр энергетики Российской Федерации;

Джумъа Далер Шофакир – Министр энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан;

Ходжаев Шерзод Хикматуллаевич – Заместитель Министра энергетики Республики Узбекистан.

Повестка дня 57-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ:

1. Об опыте работы в период пандемии коронавируса COVID-19 и подготовке энергосистем государств Содружества к осенне-зимнему периоду 2020-2021 гг.

*(по письмам профильных министерств государств-участников СНГ)*

2. Об информации «Развитие электроэнергетики в Республике Казахстан: введение рынка мощности. Перспектива строительства новых станций, модернизация, реконструкция действующих генерирующих мощностей в Республике Казахстан».

*(п. 2 Графика рассмотрения на заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ тематической информации об опыте работы энергосистем государств-участников СНГ)*





3. О проекте Обзора «Перспективно-стратегическое планирование в электроэнергетике государств-участников СНГ».

*(п. 2 пункта 3 Протокола 55-го заседания ЭЭС СНГ от 25 октября 2019 года; п. 1 Протокола 32-го заседания Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики от 29 сентября 2020 года)*

4. О проектах Стратегии сотрудничества государств-участников СНГ в электроэнергетике до 2030 года и Плана мероприятий по ее выполнению.

*(в связи с истечением срока действия Стратегии 2020; п. 3 Протокола 32-го заседания Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики от 29 сентября 2020 года)*

5. О работе Исполнительного комитета ЭЭС СНГ в 2020 году и проектах Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ, Сметы доходов и расходов на финансирование деятельности ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета на 2021 год.

*(статьи 2.2 и 2.5 Положения о порядке разработки, согласования и утверждения Сметы доходов и расходов на финансирование деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ)*

6. О проекте Рекомендаций по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям.

*(п. 3.3 Плана работы Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ на 2019-2021 гг.; п. 1 Протокола 17-го заседания КГЭН от 9 сентября 2020 года)*

7. О проекте Методических рекомендаций по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий.

*(п. 3 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019-2021 гг.; п. 1 Протокола 4-го заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях от 22 сентября 2020 года)*

8. О проекте Методических рекомендаций по проведению соревнований профессионального мастерства среди персонала тепловых и гидравлических электрических станций.

*(п. 8 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019-2021 гг.; п. 2 Протокола 4-го заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях от 22 сентября 2020 года)*

9. О проекте Методических рекомендаций по работе с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.

*(п. 7 Плана работы Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ на 2019-2021 гг.; п.2 Протокола 22-го заседания Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ от 25 сентября 2020 года)*



10. О проекте юбилейного Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ, посвященного 100-летию Плана ГОЭЛРО.

*(п. 1 Протокола 4-го заседания Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ от 1 октября 2020 года)*

11. О проекте Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Международным агентством по возобновляемым источникам энергии.

*(пп. 3 пункта 8.1. Протокола 51-го заседания ЭЭС СНГ от 04 ноября 2017 года; п. 3 Протокола 4-го заседания Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ от 1 октября 2020 года)*

12. О новой редакции Положения о Рабочих группах Электроэнергетического Совета СНГ.

*(п. 4 Протокола 32-го заседания Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики от 29 сентября 2020 года)*

13. О внесении изменений в Положение о Рабочей группе «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ».

*(п. 3 Протокола 34-го заседания Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ» от 18 сентября 2020 года)*

14. О назначениях на должности руководителей рабочих структур Электроэнергетического Совета СНГ.

*(п. 6 Протокола 37-го заседания КОТК от 21 октября 2020 года; п. 4 Протокола 34-го заседания Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ» от 18 сентября 2020 года)*

15. О прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ на 2021-2025 гг.

*(п. 6 Протокола 32-го заседания Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики от 29 сентября 2020 г.)*

16. О прекращении действия Основных технических рекомендаций к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности, утвержденных Решением 35-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 29 мая 2009 года.

*(п. 3.1. Протокола 37-го заседания КОТК от 21 октября 2020 года)*

17. О присвоении почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» и награждении Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ.

*(по письмам профильных министерств государств-участников СНГ)*

18. О проведении 58-го и 59-го заседаний Электроэнергетического Совета СНГ.

*(Статья 1.2 Регламента ЭЭС СНГ)*

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Повестка дня утверждена.**





## **1. Об опыте работы в период пандемии коронавируса COVID-19 и подготовке энергосистем государств Содружества к осенне-зимнему периоду 2020-2021 гг.**

---

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

Принять к сведению информацию об опыте работы в период пандемии коронавируса COVID-19 и подготовке энергосистем государств Содружества к осенне-зимнему периоду 2020-2021 гг.

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**

## **2. Об информации «Развитие электроэнергетики в Республике Казахстан: введение рынка мощности. Перспектива строительства новых станций, модернизация, реконструкция действующих генерирующих мощностей в Республике Казахстан»**

---

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению информацию Республики Казахстан «Развитие электроэнергетики в Республике Казахстан: введение рынка мощности. Перспектива строительства новых станций, модернизация, реконструкция действующих генерирующих мощностей в Республике Казахстан» (**Приложение 1**).

2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ разместить информацию Республики Казахстан на официальном сайте Электроэнергетического Совета СНГ.

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**

## **3. О проекте Обзора «Перспективно-стратегическое планирование в электроэнергетике государств-участников СНГ»**

---

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Одобрить Обзор «Перспективно-стратегическое планирование в электроэнергетике государств-участников СНГ» (**Приложение 2**).

2. Рекомендовать профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ использовать представленные в Обзоре данные при планировании развития электроэнергетической отрасли.



3. Координационному совету по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики представлять на заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ один раз в 4 года обзоры о перспективно-стратегическом планировании в электроэнергетике государств-участников СНГ.

**Проголосовали «За»:** Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Азербайджанская Республика не участвует в настоящем Решении.

**Решение принято.**

#### **4. О проектах Стратегии сотрудничества государств-участников СНГ в электроэнергетике до 2030 года и Плана мероприятий по ее выполнению**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Утвердить Стратегию сотрудничества государств-участников СНГ в электроэнергетике до 2030 года и План мероприятий по ее выполнению (**Приложение 3**).

2. Считать утратившей силу Стратегию (основные направления) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики, утвержденную Решением 40-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 21 октября 2011 года.

3. Поручить Координационному совету по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики ежегодно информировать Электроэнергетический Совет СНГ о ходе выполнения Стратегии сотрудничества государств-участников СНГ в электроэнергетике до 2030 года.

**Проголосовали «За»:** Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Азербайджанская Республика участвует в настоящем Решении с учетом особого мнения Азербайджанской Республики к Решению Совета глав правительств СНГ от 14 ноября 2008 года «О Стратегии экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года».

Республика Армения – «С учетом Возражения Республики Армения, представленного при подписании Решения Совета глав правительств Содружества Независимых Государств от 14 ноября 2008 года «О Стратегии экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года».

**Решение принято.**



**5. О работе Исполнительного комитета ЭЭС СНГ в 2020 году и проектах Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ, Сметы доходов и расходов на финансирование деятельности ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета на 2021 год**

---

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить План мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2021 год (**Приложение 4**).

2. Утвердить Смету доходов и расходов на финансирование деятельности Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета на 2021 год (**Приложение 5**).

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**

**6. О проекте Рекомендаций по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям**

---

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить Рекомендации по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям (**Приложение 6**).

2. Рекомендовать профильным министерствам, национальным электроэнергетическим компаниям и органам государственного энергетического надзора государств-участников СНГ применять Рекомендации при разработке соответствующих документов.

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**





## **7. О проекте Методических рекомендаций по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий**

---

---

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить Методические рекомендации по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий (**Приложение 7**).

2. Рекомендовать профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ использовать Методические рекомендации по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий при разработке соответствующих документов.

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**

## **8. О проекте Методических рекомендаций по проведению соревнований профессионального мастерства среди персонала тепловых и гидравлических электрических станций**

---

---

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить Методические рекомендации по проведению соревнований профессионального мастерства среди персонала тепловых и гидравлических электрических станций (**Приложение 8**).

2. Рекомендовать профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ использовать Методические рекомендации по проведению соревнований профессионального мастерства среди персонала тепловых и гидравлических электрических станций при разработке соответствующих документов.

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**



## **9. О проекте Методических рекомендаций по работе с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Утвердить Методические рекомендации по работе с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ (**Приложение 9**).

2. Рекомендовать профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ использовать Методические рекомендации по работе с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ при разработке соответствующих документов.

**Проголосовали «За»:** Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Азербайджанская Республика резервирует свою позицию по настоящему Решению.

Российская Федерация не заинтересована в принятии, применении Методических рекомендаций по работе с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ и в соответствии с пунктом 5.7 Положения об Электроэнергетическом совете Содружества Независимых Государств, утвержденного решением Экономического совета СНГ от 11.03.2005, не препятствует принятию решения по вопросу.

**Решение принято.**

## **10. О проекте юбилейного Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ, посвященного 100-летию Плана ГОЭЛРО**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Утвердить юбилейный Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ, посвященный 100-летию Плана ГОЭЛРО (**Приложение 10**).

2. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ перевести на английский язык юбилейный Сводный отчет для распространения среди партнерских международных организаций.

3. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ подготовить отдельное издание юбилейного Сводного отчета на русском и английском языках и направить его членам Электроэнергетического Совета СНГ и партнерским международным организациям.

4. Рабочей группе по экологии, энергоэффективности и ВИЭ совместно с Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ подготовить к 30-летию Содружества



Независимых Государств информационные издания по отдельным вопросам сотрудничества в области экологии, энергоэффективности, ВИЭ и климата.

**Проголосовали «За»:** Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Азербайджанская Республика резервирует свою позицию по настоящему Решению.

**Решение принято.**

### **11. О проекте Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Международным агентством по возобновляемым источникам энергии**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств  
**решил\*:**

1. Одобрить проект Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Международным агентством по возобновляемым источникам энергии (**Приложение 11**).

2. Поручить Президенту ЭЭС СНГ подписать Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Международным агентством по возобновляемым источникам энергии от имени Электроэнергетического Совета СНГ.

**Проголосовали «За»:** Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Азербайджанская Республика резервирует свою позицию по настоящему Решению.

**Решение принято.**

### **12. О новой редакции Положения о Рабочих группах Электроэнергетического Совета СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств  
**решил:**

1. Утвердить Положение о Рабочих группах Электроэнергетического Совета СНГ (**Приложение 12**).

2. Считать утратившим силу Положение о Рабочих группах, создаваемых Электроэнергетическим Советом СНГ, утвержденное Решением 20-го заседания ЭЭС СНГ от 21 октября 2001 года.

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**





### **13. О внесении изменений в Положение о Рабочей группе «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ»**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

Утвердить Изменения в Положение о Рабочей группе «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ» (**Приложение 13**).

**Проголосовали «За»:** Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Азербайджанская Республика резервирует свою позицию по настоящему Решению.

**Решение принято.**

### **14. О назначениях на должности руководителей рабочих структур Электроэнергетического Совета СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Назначить Председателем Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) на 2020 – 2022 годы Аюева Бориса Ильича, Председателя Правления АО «СО ЕЭС».

2. Утвердить Руководителем Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ» Гладковского Григория Константиновича, заместителя главного инженера ПАО «Россети», Российская Федерация.

3. Выразить благодарность Лелюхину Николаю Владимировичу за многолетнее и конструктивное руководство Рабочей группой «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ».

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**

### **15. О прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ на 2021-2025 гг.**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

Принять к сведению информацию о прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ на 2021-2025 гг.



**Проголосовали «За»:** Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Азербайджанская Республика не участвует в настоящем Решении.

**Решение принято.**

**16. О прекращении действия Основных технических рекомендаций к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности, утвержденных Решением 35-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 29 мая 2009 года**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

Прекратить действие Основных технических рекомендаций к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности, утвержденных Решением 35-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 29 мая 2009 года.

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**

**17. О присвоении почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» и награждении Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. За значительный вклад в развитие интеграционных процессов в энергетике государств-участников Содружества Независимых Государств присвоить почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ»:

По представлению Азербайджанской Республики

- |   |  |  |
|---|--|--|
| 1 | <b>Гасанову</b><br>Алескеру Бендалы оглы | - Начальнику отдела Электроэнергетики и энергоэффективности Министерства Энергетики Азербайджанской Республики                                   |
| 2 | <b>Гусейнову</b><br>Отелю Ахмедия оглы   | - Заместителю начальника отдела Нефти и газа Министерства Энергетики Азербайджанской Республики  |
| 3 | <b>Эфендиеву</b><br>Акифу Аладдин оглы   | - Главному советнику сектора нефтяной политики отдела нефти и газа Министерства Энергетики Азербайджанской Республики                            |
| 4 | <b>Микаилову</b><br>Джахиду Илхам оглы   | - Начальнику сектора Возобновляемой энергетики отдела Электроэнергетики и энергоэффективности Министерства Энергетики Азербайджанской Республики |



- 5 **Сулейманову**  
Фазаилю Имамали оглы - Заместителю директора департамента по регулированию и мониторингу энергии Агентства по Регулированию Энергетических Вопросов
- 6 **Алигулиеву**  
Шыхали Рамазан оглы - Ведущему специалисту отдела технико-нормативного регулирования Агентства по Регулированию Энергетических Вопросов
- 7 **Садыгову**  
Надиру Ага Джафар оглы - Заместителю начальника отдела службы релейной защиты и автоматики ОАО «Азерэнержи»
- 8 **Искендерову**  
Тахиру Аббас Али оглы - Начальнику топливной службы управления производства электроэнергии ОАО «Азерэнержи»
- 9 **Гусейнову**  
Тахмасибу Абиль оглы - Директору ООО «Азербайджанская ТЭС» ОАО «Азерэнержи»
- 10 **Бахышову**  
Гейсару Газанфар оглы - Главному инженеру ООО «Шимал ЭС» ОАО «Азерэнержи»
- 11 **Асадову**  
Назиру Гачай оглы - Директору ООО «Сангачал ЭС» ОАО «Азерэнержи»
- 12 **Аллахвердиеву**  
Хилалу Рагим оглы - Начальнику службы эксплуатации и ремонта оборудования высоковольтных подстанций ООО «Апшеронская РЭС» ОАО «Азерэнержи»
- 13 **Исмаилову**  
Гядиру Исмаил оглы - Заместителю Председателя ОАО «Азеришыг»
- 14 **Керимову**  
Бахрузу Фирганд оглы - Советнику Председателя ОАО «Азеришыг»
- 15 **Гахраманову**  
Мушвигу Аслан оглы - Начальнику Регионального Управления Энергоснабжения и Сбыта Западного отделения Электросети Шамкир ОАО «Азеришыг»
- 16 **Гашимову**  
Солтану Ариф оглы - Начальнику отдела связи Департамента Информационных Технологий ОАО «Азеришыг»
- 17 **Махмудову**  
Эльмару Надир оглы - Начальнику Регионального Управления Энергоснабжения и Сбыта Западного отделения ОАО «Азеришыг»
- 18 **Рустамлы**  
Эльсевяру Мовлуд оглы - Директору службы «Асан и Электронного Управления» ОАО «Азеришыг»
- 19 **Мехтиеву**  
Мехману Фиридун оглы - Начальнику Регионального Управления Энергоснабжения и Сбыта Гарадаг ОАО «Азеришыг»
- 20 **Дадашову**  
Эльчину Завыр оглы - Директору Департамента Энергосбыта ОАО «Азеришыг»





По представлению Республики Армения

- 21 **Григоряну**  
Ара Фердинантовичу - Начальнику отдела релейной защиты, автоматики и высоковольтных испытаний, «Западный» филиал, ЗАО «Высоковольтные электросети»
- 22 **Григоряну**  
Артуру Рубиковичу - Главному инженеру ЗАО «Армянская атомная электростанция»
- 23 **Григоряну**  
Давиду Сашиковичу - Заместителю генерального директора-техническому директору ЗАО «Электрические сети Армении»

По представлению Республики Беларусь

- 24 **Апетёнку**  
Олегу Марьяновичу - Директору филиала «Глубокские электрические сети» витебского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Витебскэнерго»
- 25 **Бойко**  
Сергею Дмитриевичу - Директору филиала «Минские кабельные сети» минского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Минскэнерго»
- 26 **Гурину**  
Андрею Валерьевичу - Директору филиала «Новополоцкая ТЭЦ» витебского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Витебскэнерго»
- 27 **Журу**  
Марьяну Станиславовичу - Директору филиала «Ошмянские электрические сети» гродненского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Гродноэнерго»
- 28 **Каранкевичу**  
Виктору Михайловичу - Министру энергетики Республики Беларусь
- 29 **Молочко**  
Андрею Федоровичу - Заведующему отделом общей энергетики научно-исследовательского и проектного республиканского унитарного предприятия «БЕЛТЭИ»
- 30 **Морозу**  
Геннадия Викторовичу - Начальнику отдела главных инженеров проекта проектного научно-исследовательского республиканского унитарного предприятия «Белнипиэнергопром»
- 31 **Орышко**  
Андрею Николаевичу - Заместителю генерального директора по экономическим вопросам гомельского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Гомельэнерго»



- 32 **Сыропушинскому**  
Валерию Михайловичу - Начальнику производственно-технического отдела проектного научно-исследовательского республиканского унитарного предприятия «Белнипиэнергопром»
- 33 **Филазафовичу**  
Валерию Иосифовичу - Руководителю группы топливоиспользования цеха наладки тепломеханического оборудования филиала «Инженерный центр» открытого акционерного общества «Белэнергоремналадка»
- 34 **Цимбалюку**  
Владимиру Николаевичу - Заместителю главного инженера по теплотехнической части могилевского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Могилевэнерго»
- 35 **Ямному**  
Олегу Евгеньевичу - Главному специалисту технического отдела научно-исследовательского и проектно-изыскательского республиканского унитарного предприятия «Белэнергосетьпроект»

По представлению Республики Казахстан

- 36 **Давлеткильдееву**  
Рафаилу Наильевичу - Начальнику отдела релейной защиты Департамента релейной защиты и автоматизации подстанций АО «KEGOC»
- 37 **Смагуловой**  
Гульжаннат Турысбековне - Главному специалисту отдела договоров Департамента системных услуг АО «KEGOC»
- 38 **Алпанову**  
Ринату Еликешовичу - Инженеру службы подстанции филиала АО «KEGOC» «Актюбинские межсистемные электрические сети»
- 39 **Калдыбекову**  
Жанату Акылбековичу - Начальнику Талдыкорганских территориальных электрических сетей филиала АО «KEGOC» «Алматинские межсистемные электрические сети»
- 40 **Русакову**  
Анатолию Юрьевичу - Начальнику службы подстанций филиала АО «KEGOC» «Восточные межсистемные электрические сети»
- 41 **Калеманеву**  
Леониду Геннадьевичу - Электрослесарю по ремонту оборудования РУ 6 разряда ПС-1150 кВ «Костанайская» филиала АО «KEGOC» «Сарбайские межсистемные электрические сети»
- 42 **Новицкой**  
Маргарите Борисовне - Заместителю главного диспетчера по режимам Регионального диспетчерского центра филиала АО «KEGOC» «Южные межсистемные электрические сети»
- 43 **Проценко**  
Юрию Васильевичу - Директору Северного филиала АО «Энергоинформ»



- |    |   |  |
|----|---|--|
| 44 | <b>Адилбекову</b><br>Нуржану Куралсыновичу  | - Заместителю главного инженера<br>АО «Алатау Жарык Компаниясы»  |
| 45 | <b>Алкиеву</b><br>Максату Абдиджалиловичу   | - Начальнику службы релейной защиты и<br>автоматики АО «Мангистауская РЭК»   |
| 46 | <b>Антоновой</b><br>Ольге Сергеевне         | - Заместителю генерального директора по сбыту<br>ТОО «АлматыЭнергоСбыт»  |
| 47 | <b>Асанову</b><br>Нурума Жакуповичу         | - Мастеру цеха централизованного ремонта<br>АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»  |
| 48 | <b>Ауталипову</b><br>Галымбеку Темкешовичу  | - Заместителю Председателя Правления по<br>производству и обслуживанию<br>АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»                    |
| 49 | <b>Афонину</b><br>Александру Владимировичу  | - Директору по проектам<br>ТОО «АСПМК-519»   |
| 50 | <b>Ахметжанову</b><br>Нурлану Габдуловичу   | - Директору по эксплуатации – главному<br>инженеру ТОО «Усть-Каменогорская ТЭЦ»  |
| 51 | <b>Бегенову</b><br>Рашиду Оразовичу         | - Главному менеджеру Департамента Генерация<br>и топливо АО «Самрук-Энерго»  |
| 52 | <b>Беликову</b><br>Дмитрию Николаевичу      | - Начальнику службы кабельных линий<br>АО «Астана РЭК»   |
| 53 | <b>Веселкову</b><br>Сергею Леонидовичу      | - Менеджеру по конструкторско-техническим<br>работам, электрическая станция<br>АО «Евроазиатская Энергетическая<br>Корпорация» |
| 54 | <b>Голубкову</b><br>Сергею Викторовичу      | - Начальнику цеха тепловой автоматики и<br>измерений ТЭС ГУП ПЭО «Байконурэнерго»  |
| 55 | <b>Дауенову</b><br>Орынбеку Какимовичу      | - Заместителю главного инженера по<br>эксплуатации электроустановок<br>АО «Кызылординская РЭК»                                 |
| 56 | <b>Джельдыбаеву</b><br>Сергазы              | - Управляющему директору по производству<br>АО «ТАТЭК»   |
| 57 | <b>Джумагалиеву</b><br>Сериккали Зинуровичу | - Первому заместителю председателя Правления<br>по техническим вопросам, главному инженеру<br>АО «Западно-Казахстанская РЭК»   |
| 58 | <b>Джумысшиеву</b><br>Асылхану Жанысбаевичу | - Начальнику Центральной службы подстанций<br>ТОО «Оңтүстік Жарық Транзит»   |
| 59 | <b>Дмитриеву</b><br>Константину Олеговичу   | - Начальнику центрально-диспетчерской службы<br>АО «Атырау Жарык»  |
| 60 | <b>Дружинину</b><br>Михаилу Юрьевичу        | - Начальнику цеха тепловой автоматики<br>и измерений №11/3 ЭТЭЦ ТОО<br>«Экибастуэнерго»  |
| 61 | <b>Дулкаирову</b><br>Марату Турганбековичу  | - Генеральному директору ОЮЛ<br>«Союз инженеров-энергетиков<br>Республики Казахстан»   |



- 62 **Жумакулову** Сагидоллу Рахимгалиевичу - Электрогазосварщику МТС 5 разряда ЭРТС-2
- 63 **Карынтаеву** Саин - Заместителю директора по проектным работам, главному инженеру проекта (ГИП) ТОО «Тяжпромэлектропроект»
- 64 **Клебанову** Александру Яковлевичу - Председателю Совета Директоров АО «Центрально-Азиатская Энергетическая корпорация»
- 65 **Коробовскому** Николаю Владимировичу - Председателю наблюдательного совета ТОО «Kazakhmys Distribution», Председателю наблюдательного совета ТОО «Kazakhmys Energy»
- 66 **Куатову** Сансызбаю Габдуловичу - Инженеру службы метрологии АО «Астана-РЭК»
- 67 **Курбанову** Абдувахас Аббасовичу - Управляющему Жамбылских РЭС ТОО «Жамбылские электрические сети»
- 68 **Маганову** Павлу Николаевичу - Старшему машинисту котла котельного цеха ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»
- 69 **Мамутову** Усену Бахарамовичу - Начальнику цеха по обслуживанию электрических сетей ГКП «Куатжылуорталык-3»
- 70 **Масакбаеву** Сайфуллу Каиргалиевичу - Вице-президенту по капитальному строительству АО «Атырауская ТЭЦ»
- 71 **Михееву** Геннадью Геннадьевичу - Начальнику смены топливно-транспортного цеха ТЭЦ-1
- 72 **Молчанову** Александру Аркадьевичу - Руководителю группы по наладке и испытаниям тепломеханического отдела ПТЭЦ-2 АО «СЕВКАЗЭНЕРГО»
- 73 **Омаровой** Амине Серажетдиновне - Старшему диспетчеру Сектора диспетчерского управления энергосистемой отдела ОДУ ГУП ПЭО «Байконурэнерго»
- 74 **Оспанову** Абдигани Сатыбалдиевичу - Мастеру подстанции «Келес» Шардаринских электрических сетей ТОО «Оңтүстік Жарык Транзит»
- 75 **Репину** Алексею Юрьевичу - Главному эксперту Дирекции по управлению электроэнергетическими активами, старшему менеджеру АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына»
- 76 **Сарманову** Аблаю Калижановичу - Начальнику службы метрологии АО «Астана РЭК»
- 77 **Седлецкому** Сергею Цезаревичу - Заместителю технического директора по низковольтным электрическим сетям ТОО «Қарағанды Жарық»



- 78 **Семенникову**  
Анатолию Вадимовичу - Директору ТОО «Механизированная колонна №13»
- 79 **Табакаеву**  
Сергею Петровичу - Начальнику производственно-технического отдела ТЭЦ-2 АО «Алматинские электрические станции»
- 80 **Тахаутдинову**  
Вакифу Рафгатовичу - Начальнику топливно-транспортного цеха ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»
- 81 **Тимофееву**  
Виктору Валерьевичу - Заместителю начальника цеха Электрический ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова»
- 82 **Тобыктынову**  
Дастану Урустемовичу - Заместителю Председателя Правления по коммерции и сбыту АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»
- 83 **Турдалиеву**  
Серику Улжабаевичу - Начальнику Жылыойского района электрических сетей АО «Атырау Жарык»
- 84 **Урзакову**  
Рамазану Рахметовичу - Заместителю начальника производственно-технической службы АО «Астана РЭК»
- 85 **Усенко**  
Владимиру Ивановичу - Заместителю генерального директора по техническим вопросам ТОО «Казахстанские коммунальные системы»
- 86 **Устенову**  
Багдаулету  
Нагыметбековичу - Управляющему директору Капшагайской ГЭС «Алматинские электрические станции»
- 87 **Хохлачеву**  
Валерию Константиновичу - Начальнику ПС-220/110/35/10 кВ «Заречная» ТОО «Межрегионэнерготранзит»
- 88 **Черняевой**  
Елене Николаевне - Начальнику Службы доступа к электрическим сетям АО «Астана РЭК»
- 89 **Чуйкину**  
Сергею Николаевичу - Заместителю начальника по эксплуатации котельного цеха ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»
- 90 **Шойбекову**  
Ержигиту Ибрахимовичу - Начальнику управления промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды АО «Шардаринская ГЭС»

По представлению Кыргызской Республики

- 91 **Назарову**  
Айтмамату Кошоевичу - Председателю Правления ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания»
- 92 **Гоголю**  
Александрю Анатольевичу - Специалисту отдела энергобаланса и потерь электроэнергии ОАО «Кыргызский энергетический расчётный центр»
- 93 **Матазимову**  
Исраилу Сыдыковичу - Водителю Баткенского РЭС ОАО «Ошэлектро»





- 94 **Муратову**  
Султанали Турдубаевичу - Инженеру связи в МССДТУ Ошского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО «Ошэлектро»
- 95 **Тажобаеву**  
Дыйканбай Турганбаевичу - Диспетчеру Кадамжайских РЭС ОАО «Ошэлектро»
- 96 **Кузнецову**  
Вячеславу Юрьевичу - Токарю 6-го разряда ремонтно-механического цеха ТЭЦ г. Бишкек ОАО «Электрические станции»
- 97 **Базаркулову**  
Абдыжапару  
Тургунбаевичу - Начальнику электроцеха Курп-Сайской ГЭС Каскада Токтогульских ГЭС ОАО «Электрические станции»
- 98 **Дуйшекееву**  
Алику Качкынбаевичу - Начальнику службы надёжности и техники безопасности ОАО «Северэлектро»
- 99 **Мамбетжанову**  
Азамату Дуйшонбаевичу - Заместителю начальника управления по эксплуатации, ремонту и развитию сетей ОАО «Северэлектро»
- 100 **Имашову**  
Нурлану Бегимбаевичу - Начальнику производственной технической службы Нарынского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»
- 101 **Садырову**  
Алпбеку Адыловичу - Начальнику отдела капитального строительства и перспективного развития ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»
- 102 **Ковалеву**  
Александрю Ефимовичу - Старшему мастеру местной службы релейной защиты и автоматики Чуйского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»
- 103 **Токторбаеву**  
Усупбаю - Диспетчеру Аксыйского РЭС ОАО «Жалалабатэлектро»
- 104 **Кайдуеву**  
Нурлану Кенешовичу - Заместителю Генерального директора по капитальному строительству и общим вопросам ОАО «Бишкектепелосеть»
- 105 **Мырзакулову**  
Джапарбеку Асанбековичу - Начальнику Каракольского УЭС Ак-Суйского РЭС ОАО «Востокэлектро»
- 106 **Водянову**  
Али-Магомеду  
Рамазановичу - Директору ОсОО «Электросила»
- 107 **Тохтамову**  
Султану Сапаровичу - Профессору Кыргызского Государственного Технического Университета



По представлению Российской Федерации

- 108 **Жукову**  
Андрею Васильевичу - Советнику директора Группы советников АО «СО ЕЭС»
- 109 **Перегуде**  
Владимиру Ивановичу - Заместителю генерального директора – директору филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция»

По представлению Республики Таджикистана

- 110 **Каримову**  
Бободжону Халиловичу - Заместителю начальника Государственной службы по надзору в области энергетики Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан
- 111 **Каниеву**  
Махмадмуроду Шарифовичу - Начальнику управления Государственного энергетического надзора Бохтарского региона Хатлонской области, Государственной службы по надзору в области энергетики Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан

По представлению Республики Узбекистан

- 112 **Ходжаеву**  
Шерзоду Хикматуллаевичу - Заместителю Министра энергетики Республики Узбекистан
- 113 **Ахунову**  
Озоду Одилевичу - Начальнику Управления по координации генерирующих мощностей Министерства энергетики Республики Узбекистан
- 114 **Дадабаеву**  
Мухаммадали - Мастеру подстанции «Хакан» 220 кВ филиала «Андижанских МЭС» АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
- 115 **Максимову**  
Юрию Михайловичу - Ведущему инженеру службы релейной защиты и электрических испытаний филиала «Сырдарьинских МЭС» АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
- 116 **Курбонову**  
Ибрагиму Шарофобичу - Ведущему инженеру ПС Гузар-500кВ испытательной и производственной лаборатории филиала «Кашкадарьинских МЭС» АО «НЭС Узбекистана»
- 117 **Боймуродову**  
Джуракулу Ширбутаевичу - Дежурному электромонтеру подстанции «Джизах» 220 кВ филиала «Джизакские МЭС» АО «Национальные электрические сети Узбекистана»



По представлению Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

- 118 **Курбонзода** Абдулло  
Абдурахим - Начальнику Государственной службы по надзору в области энергетики Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан

2. За существенный вклад в расширение интеграционных процессов и развитие электроэнергетики государств - участников Содружества Независимых Государств наградить Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ:

По представлению Республики Армения

- 119 **Галикяна**  
Минаса Агароновича - Начальника отдела высоковольтных воздушных линий, «Южный» филиал, ЗАО «Высоковольтные электросети»
- 120 **Григоряна**  
Ашота Гургеновича - Начальника отдела диагностики металлов ЗАО «Армянская атомная электростанция»
- 121 **Папазяна**  
Левона Грачевича - Начальника РЭС «Кентронакан» (Центральный), ЗАО «Электрические сети Армении»

По представлению Республики Беларусь

- 122 **Баранова**  
Валерия Иосифовича - Директора филиала «Строительно-монтажное управление № 7» открытого акционерного общества «Белсельэлектросетьстрой»
- 123 **Воробья**  
Игоря Валерьевича - Заместителя генерального директора по обеспечению производства открытого акционерного общества «Белэнергоремналадка»
- 124 **Данилова**  
Виктора Борисовича - Главного специалиста-электрика технического отдела научно-исследовательского и проектно-изыскательского республиканского унитарного предприятия «Белэнергосетьпроект»
- 125 **Коржакова**  
Валентина Владимировича - Электромонтера по ремонту воздушных линий электропередачи седьмого разряда службы высоковольтных электрических сетей филиала «Могилевские электрические сети» могилевского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Могилевэнерго»
- 126 **Мытько**  
Александра Васильевича - Директора филиала «Жодинская ТЭЦ» минского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Минскэнерго»
- 127 **Павловича**  
Виктора Францевича - Электрослесаря по ремонту оборудования распределительных устройств шестого разряда службы подстанций 35 кВ и выше филиала «Лидские электрические сети» гродненского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Гродноэнерго»



- 128 **Починка**  
Михаила Михайловича - Директора филиала «Гомельские тепловые сети» гомельского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Гомельэнерго»
- 129 **Бабицкую**  
Ольгу Игоревну - Ведущего юрисконсульта отдела правовой работы управления правового обеспечения государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго»
- 130 **Какуру**  
Владимира Владимировича - Заместителя начальника управления электрических режимов государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго»
- 131 **Уласика**  
Сергея Олеговича - Начальника управления внешнеэкономического сотрудничества государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго»
- 132 **Шеликову**  
Елену Васильевну - Ведущего специалиста отдела по взаимодействию с зарубежными партнерами управления внешнеэкономического сотрудничества государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго»
- 133 **Артемову**  
Елену Витальевну - Начальника отдела правового обеспечения Министерства энергетики Республики Беларусь
- 134 **Булавик**  
Марию Михайловну - Начальника отдела кадровой работы Министерства энергетики Республики Беларусь
- 135 **Дерягина**  
Дмитрия Александровича - Начальника производственно-технического управления Министерства энергетики Республики Беларусь
- 136 **Чекурова**  
Вячеслава Ивановича - Начальника главного экономического управления Министерства энергетики Республики Беларусь

По представлению Республики Казахстан

- 137 **Керимкулова**  
Нуржана Нурмухановича - Главного инженера филиала АО «KEGOC» «Сарбайские межсистемные электрические сети»
- 138 **Кондрашенко**  
Андрея Юрьевича - Начальника Службы испытания и диагностики филиала АО «KEGOC» «Актюбинские межсистемные электрические сети»
- 139 **Савирдинова**  
Мусрытжана Исмаиловича - Начальника службы надежности и охраны труда филиала АО «KEGOC» «Алматинские межсистемные электрические сети»



- 140 **Махмудова**  
Калыбека Мирасовича - Ведущего инженера Службы испытаний и диагностики филиала АО «КЕГОС» «Западные межсистемные электрические сети»
- 141 **Тулпарова**  
Ерика Серикбаевича - Главного инженера Южных территориальных сетей филиала АО «КЕГОС» «Северные межсистемные электрические сети»
- 142 **Войткевич**  
Артёма Валентиновича - Начальника службы линий электропередачи филиала АО «КЕГОС» «Центральные межсистемные электрические сети»
- 143 **Ергашова**  
Мурата Гаппаровича - Ведущего инженера Кентауских территориальных электрических сетей филиала АО «КЕГОС» «Южные межсистемные электрические сети»
- 144 **Савельеву**  
Ирину Викторовну - Ведущего инженера группы тренажерной подготовки филиала АО «КЕГОС» «Национальный диспетчерский центр системного оператора»
- 145 **Абдраимову**  
Бактыгул Досатовну - Директора HR Департамента АО «Энергоинформ»
- 146 **Абдахметову**  
Гульжан Рахметовну - Начальника отдела коммерческой диспетчеризации ТОО «Энергопоток»
- 147 **Амирова**  
Магауию Абдрахимбаевича - Начальника оперативно-диспетчерской группы РРЭС управления электрических сетей области АО «Алатау Жарык Компаниясы»
- 148 **Астаева**  
Каиргельды Кабидолаевича - Машиниста-обходчика по котельному оборудованию разряда котлотурбинного цеха-1 ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова»
- 149 **Бексолтан**  
Айдын Ордабекулы - Исполнительного директора ТОО «Караганда Энергоцентр»
- 150 **Бинеуова**  
Куаныша Орыновича - Начальника химического цеха Карагандинской ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»
- 151 **Боровскую**  
Наталью Владимировну - Начальника химического цеха Карагандинской ТЭЦ-3 ТОО «Караганда Энергоцентр»
- 152 **Гончарова**  
Александра Петровича - Начальника цеха горячего цинкования ТОО «ТК Метакон»
- 153 **Гончарука**  
Юрия Борисовича - Старшего диспетчера Оперативно-диспетчерской службы АО «Астана-РЭК»
- 154 **Груздова**  
Геннадия Вячеславовича - Директора ТОО «АТП Энергострой»
- 155 **Дергачёва**  
Дмитрия Дмитриевича - Заместителя начальника топливно-транспортного цеха ТОО «Усть-Каменогорская ТЭЦ»





- 156 **Добренко**  
Алексея Валерьевича - Начальника Цеха высоковольтных электрических сетей ГУП ПЭО «Байконурэнерго»
- 157 **Донских**  
Анастасию Анатольевну - Заместителя главного бухгалтера ТОО «АСПМК-519»
- 158 **Илипбаева**  
Даулета Шабденовича - Технического директора АО «ТАТЭК»
- 159 **Кагерманова**  
Сергея Евгеньевича - Диспетчера предприятия Оперативно - диспетчерской группы Есильского РЭС АО «Астана РЭК»
- 160 **Каратуманова**  
Александра Леонидовича - Начальника смены станции общестанционного персонала АО «Атырауская ТЭЦ»
- 161 **Кирия**  
Виктора Владимировича - Главного инженера ТОО «Межрегионэнерготранзит»
- 162 **Киселева**  
Сергея Васильевича - Начальника электромашинного цеха Каскад ГЭС АО «Алматинские электрические станции»
- 163 **Клыкова**  
Игоря Валерьевича - Слесаря-ремонтника химического цеха Карагандинской ТЭЦ-1
- 164 **Коровина**  
Сергея Евгеньевича - Заместителя директора по производству ТОО «Механизированная колонна №13»
- 165 **Краснова**  
Владимира Николаевича - Начальника службы релейной защиты, автоматики и измерений ТОО «Қарағанды Жарық»
- 166 **Кылышбаеву**  
Зауре Узакбаевну - Ведущего инженера Службы анализа и контроля реализации электроэнергии (САКРЭ) ТОО «Оңтүстік Жарық Транзит»
- 167 **Ли**  
Георгия Петровича - Руководителя Департамента областного сбыта ТОО «Энергопоток»
- 168 **Максимову**  
Елену Геннадьевну - Начальника центральной службы сбыта и обеспечения энергоресурсами ТОО «АлматыЭнергоСбыт»
- 169 **Матжанова**  
Мухтарбай Сарсенбаевича - Заместителя руководителя Производственной службы ГТЭС ТОО «Мангистауэнергомунай»
- 170 **Мурсалимова**  
Мадяра Сериковича - Заместителя Турбинного цеха АО «Мойнакская ГЭС им. У.Д. Кантаева»
- 171 **Никитина**  
Евгения Валерьевича - Диспетчера предприятия Оперативно-диспетчерской службы АО «Астана РЭК»
- 172 **Омарова**  
Темиржана Темирболатовича - Начальника смены ТТЦ АО «Евроазиатская Энергетическая Корпорация»
- 173 **Пенкина**  
Евгения Васильевича - Машиниста бульдозера 7 разряда ТОО «АТП Энергострой»



- 174 **Пичугина**  
Андрея Валерьевича - Начальника центральной службы испытаний изоляции и защиты от перенапряжений АО «Атырау Жарык»
- 175 **Сулейменова**  
Жеткергена  
Дауренбековича - Начальника Службы подстанций Цеха городских электрических сетей ГУП ПЭО «Байконурэнерго»
- 176 **Сурганова**  
Ергали Кабдрахмановича - Мастера участка 1 группы по контролю и учету №3 службы контроля за потреблением электроэнергии АО «Астана РЭК»
- 177 **Турманова**  
Омирсерика Туратулы - Мастера бригады воздушных линий 35 кВ и подстанций 35 кВ Жалагашской районной электрической сети АО «Кызылординская РЭК»
- 178 **Умираниева**  
Балгабая - Мастера по эксплуатации тепловых сетей Цеха тепловых сетей ГУП ПЭО «Байконурэнерго»
- 179 **Федотова**  
Виктора Семеновича - Инженера-проектировщика I категории ТОО «Тяжпромэлектропроект»
- 180 **Хаджиханова**  
Махамата Нарматовича - Начальника центральной службы изоляции и защиты от перенапряжения сетей ТОО «Жамбылские электрические сети»
- 181 **Хорохордина**  
Александра Николаевича - Старшего диспетчера Сектора диспетчерского управления энергосистемой отдела ОДУ ГУП ПЭО «Байконурэнерго»

По представлению Кыргызской Республики

- 182 **Султанова**  
Кенжебека Алдомотовича - Мастера высоковольтной службы ОАО «Жалалабатэлектро»
- 183 **Ибраимова**  
Айбека Курманбековича - Мастера производственного обучения Учебного центра ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»
- 184 **Соловьева**  
Виктора Алексеевича - Мастера связи службы автоматизированных систем ОАО «Чакан ГЭС»
- 185 **Аманалиева**  
Эрмека Дженишбековича - Начальника топливно-транспортного цеха ОАО «Электрические станции»
- 186 **Жуманова**  
Мырзабека Жумабаевича - Начальника службы диагностики энергооборудования ОАО «Электрические станции»
- 187 **Кыдырбаева**  
Рыскелди Дуйшеевича - Электромонтера 5-го разряда по изоляции и грозозащите электротехнической лаборатории Ат-башинской ГЭС ОАО «Электрические станции»
- 188 **Мырзакулова**  
Тимурлана Калымбаевича - Начальника турбинного цеха Камбаратинской ГЭС ОАО «Электрические станции»
- 189 **Жумалиева**  
Чолпонбая Кадырбековича - Диспетчера Узгенских РЭС ОАО «Ошэлектро»



- 190 **Курманкожоева**  
Марата Абдулхакимовича - Инженера 1 категории производственно-технического отдела ОАО «Востокэлектро»
- 191 **Мамытова**  
Марата Абдыбаровича - Специалиста отдела энергобаланса и потерь электроэнергии ОАО «Кыргызский энергетический расчётный центр»
- 192 **Митришкина**  
Александра Владимировича - Электрослесаря службы тепловой автоматики, метрологии и измерений ОАО «Бишкектеплосеть»
- 193 **Сыдыгалиева**  
Жусупа Мамытовича - Начальника оперативно-диспетчерской службы Нарынского филиала ОАО «Востокэлектро»
- 194 **Турдуматова**  
Мухаммаджана Махмуджановича - Мастера по замене приборов учета Ала-Букинского РЭС ОАО «Жалалабатэлектро»
- 195 **Данилову**  
Наталью Георгиевну - Техника 1 категории Московской группы высоковольтной службы ОАО «Северэлектро»
- 196 **Дайырова**  
Жеенкула Айтмырзаевича - Метролога службы сбыта по Сокулукскому району ОАО «Северэлектро»
- 197 **Абдуллаева**  
Шарабидина Тажимахамматовича - Начальника отдела капитального строительства ОАО «Жалалабатэлектро»
- 198 **Самбаева**  
Таалайбека Асанакуновича - Старшего диспетчера оперативно-диспетчерской службы ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»
- 199 **Матышова**  
Умара Кочоровича - Диспетчера оперативно-диспетчерской службы Ошского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»
- 200 **Орозалиева**  
Тимура Эриковича - Заведующего отделом лицензирования и контроля Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики
- 201 **Ишеналиева**  
Азата Азимбековича - Заведующего отделом мониторинга и комплекса анализа Государственного агентства по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики
- 202 **Иманакунова**  
Женишкуль Сапмбаевна - Доцента Кыргызского Государственного Технического Университета



- 203 **Жабудаева**  
Туркмена Жусупбаевича - Заведующего кафедрой «Возобновляемые источники» Кыргызского Государственного Технического Университета
- По представлению Российской Федерации
- 204 **Денисенко**  
Александра Витальевича - Директора по управлению режимами – главного диспетчера филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
- По представлению Республики Узбекистан
- 205 **Саидова**  
Миромила Адилжановича - Главного специалиста Управления по развитию электрических сетей Министерства энергетики Республики Узбекистан
- 206 **Азимову**  
Рагнау Абдулхамитовну - Ведущего специалиста управления капитального строительства, экспертизы проектов и смет АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
- 207 **Хайитова**  
Эгамбергана Тулиевича - Ведущего специалиста службы надёжности и техники безопасности филиала «Хорезмских МЭС» АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
- 208 **Низамову**  
Мастуру Норбутаевну - Специалиста службы надёжности и техники безопасности филиала «Сырдарьинских МЭС» АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
- 209 **Фидякину**  
Валентину Григорьевну - Ведущего инженера сектора административных, диспетчерских и технологических коммуникаций филиала Энерго ИТ АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
- 210 **Шаропова**  
Шахриддина Сайфуллаевича - Электрослесаря ПС «Химия» филиала «Навоийских МЭС» АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
- 211 **Муфти-Заде**  
Абдували Абдувахобовича - Ведущего инженера службы релейной защиты и электрических испытаний «Ташкент-500 кВ» филиала «Ташкентских МЭС» АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
- 212 **Саидова**  
Миромила Адилжановича - Главного специалиста Управления по развитию электрических сетей Министерства энергетики Республики Узбекистан

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**



## **18. О проведении 58-го и 59-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Провести в 2021 году два заседания Электроэнергетического Совета СНГ - очное и заочное.

2. Поручить Исполнительному комитету проработать вопрос о возможности проведения очного заседания Электроэнергетического Совета СНГ по месту проведения заседания Совета глав правительств СНГ в государстве, осуществляющем председательствование в Содружестве Независимых Государств в 2021 году.

3. Просить руководителей профильных министерств государств - участников СНГ до 10 февраля 2021 года направить в Исполнительный комитет для формирования проекта Повестки дня очередного 58-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ перечень вопросов, требующих рассмотрения и принятия решений.

4. Поручить Исполнительному комитету на основе решений 57-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ, поручений Совета глав государств и Совета глав правительств СНГ, а также предложений, поступивших из государств Содружества, сформировать проект Повестки дня 58-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ, согласовать его в рабочем порядке с членами ЭЭС СНГ и организовать подготовку материалов к заседанию.

**Проголосовали «За»:** Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

**Решение принято.**

**Президент  
Электроэнергетического Совета СНГ**

**А.В. Новак**

**Председатель  
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**

**И.А. Кузько**



**Приложения № 1-13,  
к Протоколу 57-го заседания  
Электроэнергетического Совета  
Содружества Независимых Государств  
от 15 декабря 2020 года**

## ИНФОРМАЦИЯ

### **Об информации «Развитие электроэнергетики в Республике Казахстан: введение рынка мощности. Перспектива строительства новых станций, модернизация, реконструкция действующих генерирующих мощностей в Республике Казахстан»**

12 ноября 2015 года принят Закон Республики Казахстан № 394 «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам электроэнергетики» (далее – Закон), согласно которому с 1 января 2019 года, наряду с рынком электрической энергии, начал функционировать рынок электрической мощности, направленный на привлечение инвестиций для поддержания существующих и ввода новых электрических мощностей для покрытия спроса на электрическую мощность.

Введение рынка электрической мощности обеспечило привлечение инвестиций, как на модернизацию, реновацию существующих мощностей, так и на строительство новых электростанций, а также обеспечило развитие конкуренции среди существующих энергопроизводящих организаций через централизованные торги мощностью.

С введением рынка мощности существующий тариф на электрическую энергию разделен на две составляющие:

1) тариф на электроэнергию – переменная часть, которая формируется на базе затрат на производство электрической энергии энергопроизводящих организаций – на уровне себестоимости.

2) тариф на мощность – постоянная часть, которая будет обеспечивать возвратность вложенных инвестиций в строительство новых и обновление, модернизацию, реконструкцию, расширение существующих электрических мощностей.

На рынке электрической энергии сохранилась возможность заключения прямых двусторонних договоров купли-продажи электроэнергии, а так же покупки и продажи электроэнергии на централизованных торгах. При этом, в соответствии с пунктом 2 статьи 12-1 Закона «Об электроэнергетике» производство электроэнергии находится в конкурентной среде, и энергопроизводящие организации в рамках предельного тарифа соответствующей группы самостоятельно определяют отпускную цену.

На рынке мощности создан Единый закупщик, который приобретает у энергопроизводящих организаций (существующих и вновь созданных) услугу по поддержанию готовности электрической мощности в порядке приоритетности на следующих субрынках:

1) по долгосрочным договорам покупки мощности у вновь введенных энергопроизводящих организаций. Данный вид договора будет заключаться по результатам тендера на строительство новых генерирующих мощностей. Тендер будет проводиться Министерством только в условиях выявления дефицита электрической мощности, в рамках ежегодно утверждаемого прогнозного баланса на

семилетней период. Тариф на мощность будет определяться исходя из необходимости возврата инвестиций.

Справочно:

Министерством утвержден семилетний баланс на 2020 – 2026 годы (далее – прогнозный баланс). Прогнозный баланс ежегодно корректируется с учетом роста потребления электроэнергии страны. В случае возникновения дефицита электрической мощности в ЕЭС Республики Казахстан действующим законодательством в области электроэнергетики предусмотрен механизм строительства новых мощностей.

2) по среднесрочным договорам покупки мощности у существующих энергопроизводящих организаций, которым требуется существенная модернизация, расширение или реконструкция. Основанием для заключения данных договоров будет являться инвестиционная программа энергопроизводящих организаций, которая подлежит рассмотрению Советом рынка. Тариф на мощность будет определяться исходя из инвестиционной программы.

3) по прямым, краткосрочным (на год) двусторонним договорам у существующих теплоэлектроцентралей (далее – ТЭЦ), в объеме технологического минимума генерирующей мощности, необходимой для обеспечения тепловой энергией. Основанием для заключения этих договоров является необходимость учета социальной значимости ТЭЦ как источника тепла. Покупка мощности у ТЭЦ будет осуществляться по предельному тарифу. Предельный тариф на услугу по поддержанию готовности электрической мощности утверждается уполномоченным органом на срок, равный семи годам, с разбивкой по годам и при необходимости корректируется в целях обеспечения инвестиционной привлекательности отрасли. Для определения предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности на первые семь лет его действия используется суммарный объем инвестиций (за исключением инвестиций за счет амортизационных отчислений), вложенных энергопроизводящими организациями в 2015 году в рамках соглашений с уполномоченным органом.

4) на централизованных торгах (на год) у существующих (действующих) энергопроизводящих организаций в порядке конкуренции. Тариф на мощность будет определяться исходя из результатов торгов. Энергопроизводящая организация самостоятельно устанавливает тариф на услугу по поддержанию готовности электрической мощности, но не выше предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности.

С целью повышения прозрачности функционирования рынка электрической энергии и мощности в рамках Закона «Об электроэнергетике» была создана некоммерческая организация Совет рынка, функциями которой являются мониторинг функционирования рынка электрической энергии и мощности и рассмотрение инвестиционных программ модернизации, расширения, реконструкции и (или) обновления энергопроизводящих организаций в порядке, установленном уполномоченным органом.

Для реализации мощности энергопроизводящие организации ежегодно проходят аттестацию, которую проводит Системный оператор.

Покупка мощности осуществляется Единым закупщиком на уровне максимальной в году потребляемой мощности ЕЭС Казахстана с учетом необходимого резерва мощности.

Единый закупщик осуществляет реализацию мощности всем оптовым покупателям (энергопередающим, энергоснабжающим организациям и оптовым потребителям) по единой, усредненной цене. Данный механизм обеспечивает сглаживание разных цен на мощность у энергопроизводящих организаций, так как инвестиционные потребности существующих энергопроизводящих организаций меньше, чем у новых электростанций, введенных по результатам тендера на строительство электростанций.

Со дня принятия Закона проведены следующие мероприятия:

- подготовлен программный продукт для проведения централизованных торгов мощностью, приобретено соответствующее серверное оборудование;
- разработаны Методики проведения централизованных торгов и по работе с программным продуктом;
- определен Единый закупщик.

Модель рынка электрической мощности с Единым закупщиком позволяет привлечь инвестиции на строительство новых, реконструкцию, модернизацию и расширение действующих электростанций и смягчить влияние притока новых инвестиций в отрасль на цены на электроэнергию для конечных потребителей.

## ОДОБРЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

### ОБЗОР «ПЕРСПЕКТИВНО-СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ»

#### 1. ВВЕДЕНИЕ

В условиях развития мировых энергетических рынков в постоянно меняющейся технологической и экономической среде, учитывая высокую стоимость строительства объектов электроэнергетики и длительные сроки их финансирования и окупаемости, важное значение приобретает принятие скоординированных государствами-участниками СНГ решений в сфере долгосрочного планирования развития отрасли, как для обеспечения надежного гарантированного энергоснабжения потребителей, так и для обеспечения эффективного устойчивого энергетического развития энергосистем государств путем формирования оптимальных структур генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства.

Решением 55-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ, состоявшегося 25 октября 2019 года в г. Москве, по итогам рассмотрения информации ПАО «Интер РАО» «О перспективном балансе энергосистемы на период до 2035 года» (п.3 Повестки дня) Координационному совету по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики было поручено изучить опыт государств-участников СНГ по разработке перспективных балансов электрической энергии и мощности энергосистем и подготовить соответствующий обзор\*.

Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ был разослан запрос в профильные министерства государств-участников СНГ о предоставлении отраслевых документов, содержащих долгосрочные прогнозы электроэнергии и мощности (письмо от 21.01.2020 №10). Были получены ответы от Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армения, ГПО «Белэнерго» Республики Беларусь, ГП «Moldelectrica» Республики Молдова, Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан и Министерства энергетики Республики Узбекистан. На основании информации, предоставленной в письмах, а также информации от российских представителей в Координационном совете и при поддержке Системного оператора Республики Армения был подготовлен «Обзор

*\*Азербайджанская Республика не участвует в настоящем Решении.  
Республика Молдова воздерживается от принятия настоящего Решения.*



опыта государств-участников СНГ по разработке перспективных балансов электрической энергии и мощности энергосистем» (далее – Обзор). Информация по Азербайджанской Республике, Республике Казахстан и Кыргызской Республике взята из открытых источников, в т.ч. сборника «Электроэнергетика СНГ 2007-2017», подготовленного Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ в 2019 г.

В разделе 2. «Перспективно-стратегическое планирование в электроэнергетике государств-участников СНГ» приведены основные цифры и факты из предоставленных странами документов.

В разделе 3. «Сравнение прогнозных балансов» представлены таблицы для сравнения прогнозных балансов государств-участников СНГ по горизонту планирования и содержанию. Комментарии содержатся в разделе 2 в пунктах «Особенности прогнозных балансов» к каждой стране и в разделе 5.

## **2. ПЕРСПЕКТИВНО-СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ**

### **2.1. Азербайджанская Республика**

Указом Президента Азербайджанской Республики от 6 декабря 2016 года №1138 были утверждены стратегические дорожные карты по национальной экономике и основным секторам экономики (на азербайджанском языке).

Стратегические дорожные карты включают Стратегию экономического развития и План мероприятий на 2017-2020 годы, долгосрочный взгляд на период до 2025 года и целевой взгляд на период после 2025 года.

На 2017-2030 годы составлен прогноз развития энергетического сектора Азербайджанской Республики, где предусмотрен ежегодный рост потребления электроэнергии на уровне 4%.

Одной из составляющей стратегической дорожной карты является «Стратегическая дорожная карта развития коммунальных услуг (электрическая и тепловая энергия, вода и газ) в Азербайджанской Республике».

Азербайджанская Республика не участвовала в решении ЭЭС СНГ, содержащем поручение Координационному Совету изучить опыт государств-участников СНГ по разработке перспективных балансов электрической энергии и мощности энергосистем. В настоящее время никакой информации официально не получено.

## 2.2. Республика Армения

1. Правительством Республики Армения в 2016 г. были одобрены «Концепция развития гидроэнергетики Республики Армения» и «Инвестиционная программа строительства солнечных фотовольтаических станций».

2. ЗАО «Оператор электроэнергетической системы» утвердил в конце 2019 г. «Программу развития сети передачи электроэнергетической системы Республики Армении» на ближайшие 10 лет.

3. Правительством Республики Армения разработана Долгосрочная программа развития энергетики «Пути долгосрочного развития сферы энергетики Армении (до 2036 года)». В этом документе рассматривается основной базовый сценарий со следующими условиями:

- Продление срока службы ядерного блока до 2027 г., ввод нового блока мощностью 1000 МВт с 2027 г.;

- Выполнение до 2026 г. условий межгосударственного соглашения об обмене газом и электроэнергией между Ираном и Арменией, в случае экономической эффективности его дальнейшее соблюдение;

- Развитие генерирующих мощностей - строительство малых ГЭС общей мощностью до 150 МВт до 2021 г., ввод в эксплуатацию ГЭС средней мощности (Лорибердская – 66 МВт, Шнох – 70 МВт), вывод из эксплуатации блоков 1-4 Разданской ТЭС, и др.

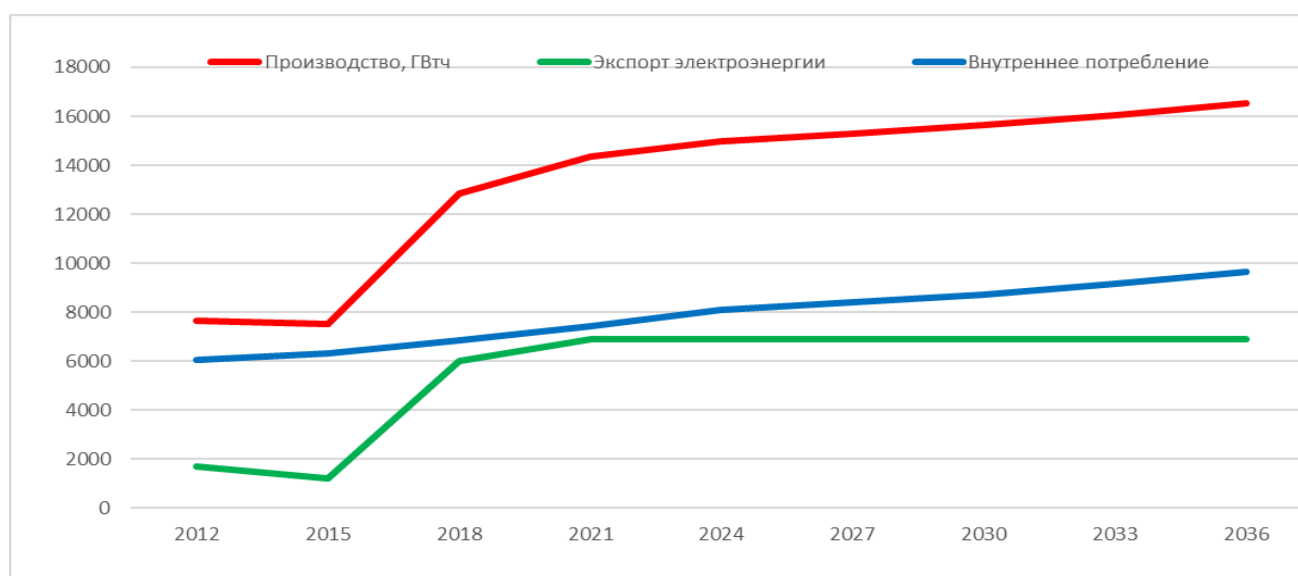
- Реализация потенциала ВИЭ в части солнечных фотовольтаических, ветровых и геотермальных электростанций;

- Реализация межгосударственных интеграционных проектов – строительство новых сетевых объектов для увеличения пропускной способности ЛЭП между Арменией и Ираном и Арменией и Грузией;

- Модернизация существующих объектов сетевой инфраструктуры и ввод в эксплуатацию новых;

- Реформы в сфере электроэнергетики, такие как либерализация рынка электроэнергии, внедрение новых механизмов, обеспечивающих региональную интеграцию: транзит, балансирование, предоставление системных услуг, аварийное электроснабжение и др.

### Прогноз производства электроэнергии до 2036 г., ГВтч.



Электростанция	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	2033	2036
Раздан-5	892	1415	3276	2400	2859		36	14	79
Раздан ТЭС 1-4 блоки	740		1						
Новая ЭКПЦ 200 (электростанция комбинированного парового цикла)				1754	1754	901	1047	877	1166
Новая ЭКПЦ 400			3189	3189	3189	1799	1829	1508	1506
Ереванская ЭКПЦ	1614	1638	1638	1638	1638	1638	1638	1638	1638
Лорибердская ГЭС				208	208	208	208	208	208
Мегринская ГЭС								797	797
Новые малые ГЭС		220	441	544	544	544	544	544	544
Севан-Разданский каскад	633	472	472	472	472	472	472	472	472
Шнох ГЭС				270	270	270	270	270	270
Малые ГЭС	558	558	558	558	558	558	558	558	558
Воротанский каскад ГЭС	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
Армянская АЭС	2106	2106							
Продление деятельности действующей ААЭС			2106	2106	2106				
Новый ВВЭР - 1000 ядерный блок						7505	7505	7505	7505
Новые геотермальные станции					194	194	194	194	194
Лори ВЭС	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Новые ВЭС							132	264	395
Солнечная ФВС			41	83	83	83	83	83	83
Экспорт	-1696	-1201	-6004	-6905	-6905	-6905	-6905	-6905	-6905
Импорт	98								
Внутреннее потребление	6067	6331	6841	7439	8093	8391	8734	9150	9634
Итого	7665	7531	12844	14344	14997	15294	15638	16054	16537

**Прогноз располагаемой мощности до 2036 г., МВт.**

Электростанция	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	2033	2036
Раздан-5	440	440	440	440	440	440	440	440	440
Раздан ТЭС 1-4 блоки	370	370	370						
Новая ЭКПЦ 200 (электростанция комбинированного парового цикла)				220	220	220	220	220	220
Новая ЭКПЦ 400			400	400	400	400	400	400	400
Ереванская ЭКПЦ	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Лорибердская ГЭС				66	66	66	66	66	66
Мегринская ГЭС								130	130
Новые малые ГЭС		60	120	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1
Севан- Разданский каскад	550	550	550	550	550	550	550	550	550
Шнох ГЭС				70	70	70	70	70	70
Малые ГЭС	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8
Воротанский каскад ГЭС	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Армянская АЭС	385	385							
Продление деятельности действующей ААЭС			385	385	385				
Новый ВВЭР - 1000 ядерный блок						1028	1028	1028	1028
Новые геотермальные станции					30	30	30	30	30
Лори ВЭС	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Новые ВЭС							50	100	150
Солнечная ФВС			20	40	40	40	40	40	40
<b>Итого</b>	<b>2589,4</b>	<b>2649,4</b>	<b>3129,4</b>	<b>3163,5</b>	<b>3193,5</b>	<b>3836,5</b>	<b>3886,5</b>	<b>4066,5</b>	<b>4116,5</b>

### 2.3. Республика Беларусь

Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 25 февраля 2020 года № 7 утверждена Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года (далее – Концепция).

Концепция является механизмом реализации положений Концепции энергетической безопасности, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29.12.2015 № 1084, и описывает базовый сценарий развития Объединенной энергетической системы.

Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 года с ретроспективными значениями и перспективными пятилетними значениями, учитывающий факторы изменения электропотребления и прогнозируемое распределение объемов производства электрической энергии, представлен в таблице 2.3.1.

К основным факторам, которые могут влиять на уровень конечного электропотребления, могут быть отнесены темпы роста ВВП и структурные трансформации в экономике.

Показатели роста потребления электрической энергии по новым производствам определены в межотраслевом комплексе мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 06.08.2018 № 579. Учет объемов дополнительного потребления целесообразно осуществлять в абсолютных значениях роста конечного электропотребления.

Дополнительными влияющими факторами могут являться:

использование электромобилей, электробусов и электрификация железнодорожного транспорта;

вероятность международных дискриминационных мер, ограничивающих доступ к зарубежным технологиям, ноу-хау, финансовым ресурсам, что в свою очередь ограничивает доступ к энергоэффективным технологиям и оборудованию;

колебания цен на энергетические ресурсы, от которых зависят объемы реализации энергоэффективных мероприятий и возможные объемы экспорта электрической энергии;

объем перекрестного субсидирования в тарифах на электроэнергию.

В период 2016-2020 гг. основным документом среднесрочного планирования в электроэнергетике, охватывающим вопросы развития генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, а также оценку динамики потребления электроэнергии и мощности (в разрезе по годам), является Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016-2020 годы, утвержденная постановлением Министерства энергетики от 31.03.2016 № 8.

В 2020 году начата разработка программы комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021-2025 годы.

Ключевыми данными для разработки указанных документов являются перспективные и фактические параметры социально-экономического развития и энергетической безопасности, статистическая информация, показатели износа

основных производственных фондов энергосистемы, заявки на технологическое присоединение к сетям, обращения организаций и облисполкомов о реализации инвестиционных проектов, отчеты энергоснабжающих организаций о результатах реализации мероприятий, запланированных в отчетном периоде, анализ внешнеэкономических и внешнеполитических связей.

**Таблица 2.3.1. Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 года, млн. кВтч**

№ п/п	Показатель	Факт						Прогноз		
		2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
<b>1.</b>	<b>Производство</b>	<b>34756</b>	<b>34082</b>	<b>33318</b>	<b>34344</b>	<b>38784</b>	<b>40264</b>	<b>38830</b>	<b>44337</b>	<b>47206</b>
1.1.	ГПО «Белэнерго», в т.ч.:	32497	30606	30040	30606	34827	35944	34094	38624	41305
1.1.1.	КЭС	18397	16146	14924	15587	18986	20732	17488	5443	5784
1.1.2.	ТЭЦ	14071	14368	14988	14620	15524	14862	14868	14235	15871
1.1.3.	ВИЭ	29	92	128	399	317	350	361	403	405
1.1.4.	АЭС	–	–	–	–	–	–	1377	18543	19245
1.2.	Блок-станции, в т.ч.:	2259	3476	3278	3738	3957	4320	4736	5713	5901
1.2.1.	ископаемые виды	2163	3294	3044	3367	3521	3779	3820	4238	4206
1.2.2.	ВИЭ	96	182	234	371	436	541	916	1475	1695
<b>2.</b>	<b>Импорт</b>	<b>2971</b>	<b>2816</b>	<b>3181</b>	<b>2733</b>	<b>50</b>	<b>32</b>	<b>120</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>3.</b>	<b>Экспорт</b>	<b>271</b>	<b>194</b>	<b>160</b>	<b>148</b>	<b>1040</b>	<b>2370</b>	<b>560</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>4.</b>	<b>Потребление, в т.ч.:</b>	<b>37456</b>	<b>36704</b>	<b>36339</b>	<b>36929</b>	<b>37794</b>	<b>37926</b>	<b>38390</b>	<b>44337</b>	<b>47206</b>
4.1.	полезный отпуск потребителям, в т.ч.:	29295	28504	28466	28631	29183	29120	28720	31803	34752
4.1.1.	реальному сектору экономики	22938	21555	21546	21880	22457	22478	21722	24675	27079
4.1.2.	населению	6357	6949	6920	6751	6726	6642	6998	7128	7673
4.2.	потребление в энергосистеме, в т.ч.:	6409	5424	5360	5393	5461	5330	5905	8541	8785
4.2.1.	электродкотлами на производство тепловой энергии	–	–	–	–	–	1	5490	5366	1772
4.2.2.	собственные нужды БелАЭС	–	–	–	–	–	–	317	1849	1376
4.2.3.	технологические нужды генерации и сетей	6409	5424	5360	5393	5461	5329	98	1326	4261
4.3.	собственные нужды организаций- владельцев блок-станций	1752	2776	2513	2905	3150	3476	3765	3993	3669
<b>5.</b>	<b>Пиковая мощность, МВт</b>	<b>6241</b>	<b>5769</b>	<b>5645</b>	<b>5779</b>	<b>6001</b>	<b>5969</b>	<b>6000</b>	<b>6300</b>	<b>6500</b>



В целях покрытия максимальных нагрузок в энергосистеме после ввода Белорусской АЭС определены базовые сценарии участия генерирующего оборудования в отопительный и межотопительный периоды и спрогнозирован баланс установленных мощностей основных энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» до 2030 года (таблица 2.3.2).

**Таблица 2.3.2. Прогноз суммарной установленной мощности энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» до 2030 года**

№ п/п	Генерирующий источник	Установленная мощность на 1 января, МВт			
		2019	2022	2025	2030
1.	Белорусская АЭС	–	2400,0	2400,0	2400,0
2.	Лукомльская ГРЭС	2889,5	3039,5	2739,5	2739,5
3.	Березовская ГРЭС	1095,1	1345,1	915,1	915,1
4.	ТЭЦ-5	719,6	1019,6	699,6	699,6
5.	Минская ТЭЦ-4	1035,0	1035,0	1055,0	1055,0
6.	Минская ТЭЦ-3	442,0	497,0	497,0	497,0
7.	Минская ТЭЦ-2	94,0	65,0	65,0	65,0
8.	Новополоцкая ТЭЦ	270,0	370,0	260,0	210,0
9.	Могилевская ТЭЦ-2	347,3	297,3	297,3	297,3
10.	Гродненская ТЭЦ-2	302,5	312,5	312,5	312,5
11.	Бобруйская ТЭЦ-2	182,6	182,6	182,6	182,6
12.	Мозырская ТЭЦ	205,0	205,0	205,0	205,0
13.	Гомельская ТЭЦ-2	544,0	544,0	544,0	544,0
14.	Светлогорская ТЭЦ	155,0	155,0	140,0	110,0
15.	Витебская ТЭЦ	80,0	80,0	80,0	80,0
16.	Жодинская ТЭЦ	54,0	54,0	54,0	54,0
17.	Оршанская ТЭЦ	79,8	79,8	79,8	79,8
18.	Борисовская ТЭЦ	65,0	65,0	65,0	65,0
19.	ТЭЦ менее 50 МВт и др.	280,2	292,2	310,2	310,2
20.	ВИЭ	97,8	97,8	97,8	127,8
Итого по организациям ГПО «Белэнерго»		8938,4	12136,4	10999,4	10949,4

## 2.4. Республика Казахстан

В соответствии со статьей 15-1 Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике» Системный оператор ежегодно разрабатывает прогнозный баланс электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период.

При разработке прогнозных балансов используются данные, предоставленные собственниками электростанций, промышленными потребителями, региональными электросетевыми компаниями, данные акиматов городов и областей, Комитета по статистике МНЭ и др.

В прогнозном балансе по генерации учитывается развитие существующих электростанций, фактические и предполагаемые разрывы мощности, выбытие оборудования, замещение оборудования и расширение, принимаемые по данным собственников электростанций, а также вводы новых электростанций.

В прогнозном балансе мощности учитывается нормируемый в соответствии с «Электросетевыми правилами РК» резерв мощности:

первичный - 2,5% от располагаемой мощности электростанций;

вторичный резерв - не ниже мощности самого крупного агрегата или отклонения до 8% от текущего потребления.

В балансе мощности отдельно указывается величина неиспользуемой мощности электростанций, использующих ВИЭ, и электростанций нефтегазового сектора. Указанные электростанции участвуют в покрытии нагрузок ЕЭС Казахстана частично:

- мощность электростанций нефтегазового сектора частично не учитывается в связи с тем, что данные электростанции работают на самобалансирование собственных потребителей;

- мощность СЭС не учитывается в связи с тем, что СЭС не участвуют в вечернем максимуме нагрузок;

- мощность ВЭС учитывается в объеме 20% от располагаемой мощности в соответствии с «Правилами разработки прогнозных балансов электрической энергии и мощности» (утв. Приказом МЭ РК от 03.12.2015, далее - Правила);

- мощность малых (бесплотинных) ГЭС учитывается в прогнозном балансе в объеме 30% от располагаемой мощности в соответствии с Правилами.

Дефициты/избытки мощности определяются как разница нагрузки и располагаемой мощности на электростанциях с учетом:

запланированного выбытия генерирующего оборудования существующих электростанций;

модернизации, техперевооружения и расширения генерирующего оборудования существующих электростанций;

вводов новых электростанций;

необходимого нормативного резерва мощности;

неиспользуемой мощности электростанций.

Потребность в мощности включает в себя максимальную мощность потребления плюс необходимые первичный и вторичный резервы мощности, величина которых определена в соответствии с «Электросетевыми правилами».

Разработанный прогнозный баланс электрической энергии и мощности на семилетний период Системный оператор к 15 октября направляет в уполномоченный орган для утверждения.

По разработанному прогнозному балансу в обязательном порядке получается экспертное заключение Совета рынка.

Утвержденный прогнозный баланс электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период размещается на интернет-ресурсах уполномоченного органа и системного оператора.

Утвержденные прогнозные балансы электроэнергии и мощности.

**Прогнозный баланс электрической энергии Единой электроэнергетической системы Республики Казахстан в период 2020-2026 годы**

млрд.кВтч

№	Наименование	прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1.	Потребление электроэнергии	108,8	110,7	112,7	114,5	118,0	120,8	124,1
2.	Производство электроэнергии	113,8	113,5	116,1	120,9	123,5	128,1	128,5
3.	Существующие станции	103,9	101,5	100,5	100,0	100,2	98,8	98,9
4.	Планируемые	9,9	12,0	15,6	20,8	23,3	29,2	29,6
5.	В том числе ВИЭ	3,6	5,0	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6
6.	<b>Дефицит (+), избыток (-)</b>	<b>-5,0</b>	<b>-2,8</b>	<b>-3,4</b>	<b>-6,3</b>	<b>-5,5</b>	<b>-7,3</b>	<b>-4,4</b>

**Прогнозный баланс электрической мощности Единой электроэнергетической системы Республики Казахстан на час совмещенного максимума нагрузок в период 2020-2026 годы**

**МВт**

№	Наименование	прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1.	<b>Потребность</b>	17375	17511	17805	18346	18937	19498	20046
1.1	Максимальная электрическая нагрузка	15619	15750	16019	16501	17040	17545	18053
1.2	Необходимый резерв мощности	1756	1761	1786	1844	1897	1952	1993
2.	<b>Генерация (располагаемая мощность)</b>	18168	17991	18176	18906	19288	20603	20658
2.1	Существующие станции	17005	16637	16508	16413	16417	16106	16109
2.2	Реконструкция, расширение	734	841	1091	1797	2154	3020	3070
2.3	Вводы новых станций, с учетом неиспользуемой мощности	429	513	577	697	718	1478	1479
3.	<b>Дефицит (+), избыток (-) без учета необходимого резерва</b>	<b>-2549</b>	<b>-2241</b>	<b>-2157</b>	<b>-2405</b>	<b>-2248</b>	<b>-3058</b>	<b>-2604</b>
4.	<b>Дефицит (+), избыток (-) с учетом необходимого резерва</b>	<b>-793</b>	<b>-480</b>	<b>-370</b>	<b>-560</b>	<b>-351</b>	<b>-1106</b>	<b>-612</b>

## **2.5. Кыргызская Республика**

Постановлением Правительства Кыргызской Республики от 13 февраля 2008 года № 47 одобрена Стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года.

Постановлением Жогорку Кенеша Кыргызской Республики от 25 августа 2017 года № 1836-V утверждена Программа Правительства Кыргызской Республики «Жаны доорго кырк кадам 2018-2023», состоящая из трех основных направлений – обеспечение экономического благосостояния населения, социального благополучия, безопасной и благоприятной среды, а также продвижение высокотехнологичных проектов по цифровой трансформации и построение открытого и прозрачного государства.

В рамках действующих национальных документов активно ведется комплексная работа как по модернизации существующего оборудования, так и по строительству новых энергообъектов.

В рамках проекта «Модернизация линий электропередачи на юге Кыргызстана» построена ПС 500 кВ «Датка», и проведена реконструкция на существующих ПС 220 кВ «Кристалл» и «Торобаева» в Жалал-Абадской области, «Узловая» в Ошской области, «Алай» и «Айгульташ» в Баткенской области, а также системы релейной защиты и автоматики на Токтогульской и Курпсайской ГЭС. Построены ЛЭП 220 кВ общей протяженностью 248,6 км. Ввод в работу указанных объектов обеспечил выдачу мощности Курпсайской, Шамалдысайской, Ташкумырской и Учкурганской ГЭС в сети Кыргызской энергосистемы и повысил надежность электроснабжения потребителей южного региона республики.

## 2.6. Республика Молдова

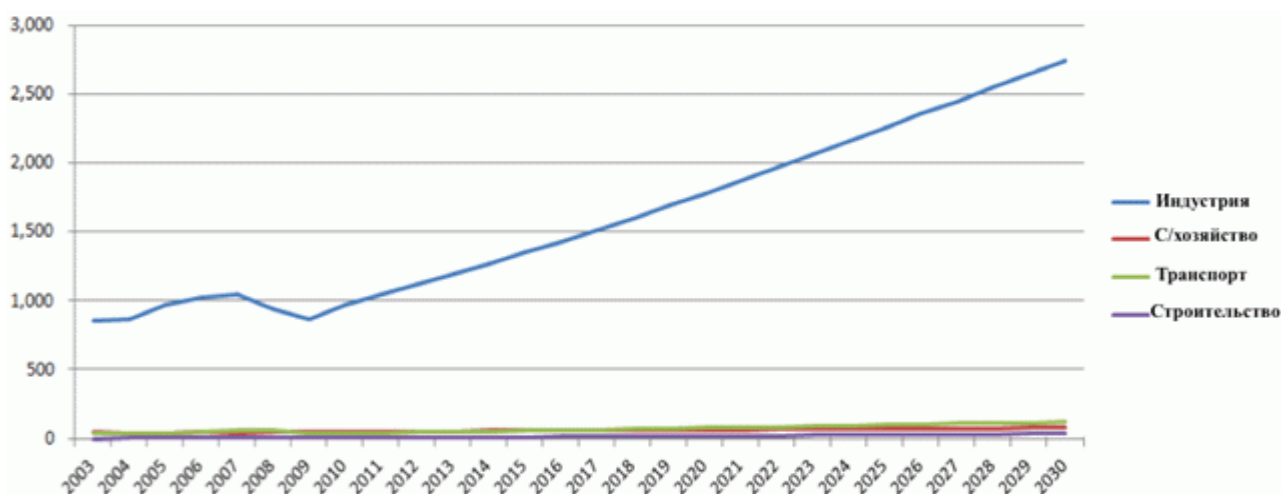
Постановлением Правительства Республики Молдова в 2013 г. утверждена Энергетическая стратегия Республики Молдова до 2030 года.

В Стратегии выделены приоритетные проблемы страны, определены стратегические задачи на период с 2013 по 2030 годы, специфические стратегические задачи на промежуточные отрезки времени (2013-2020 годы и 2021-2030 годы), предусмотрены меры по их внедрению.

При разработке документа использованы данные Статистической службы Европейского Союза (EUROSTAT), Главного управления Европейской комиссии по энергетике, данные Национального бюро статистики, Национального агентства по регулированию в энергетике, АО «Moldovagaz», ГП «Moldelectrica».

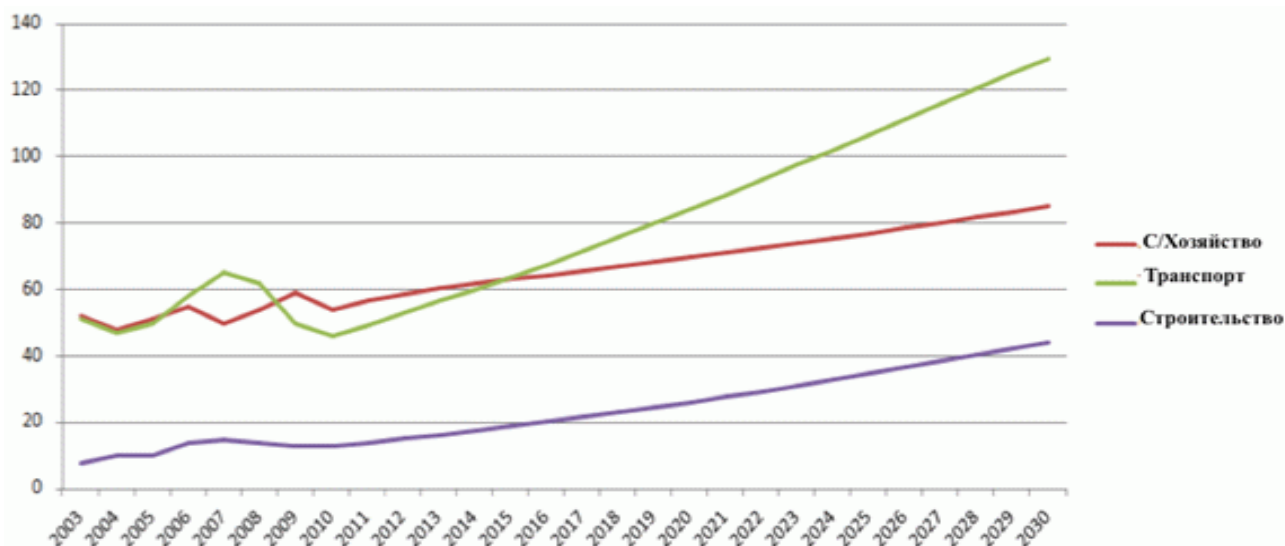
На период 2021-2030 годы особо выделены следующие факторы и цели:

- технология улавливания и хранения углерода как фактор положительного воздействия на технологии по генерированию электрической энергии;
- интеллектуальная сеть технологий и оборудования – новый стандарт электроэнергетики, который сможет сильно изменить существующие подходы к технологиям и энергетическому балансу системы;
- консолидация роли Республики Молдова в качестве транзитного коридора для электрической энергии путем строительства новых линий по объединению электрических сетей и подключения к системе ENTSO-E, а также консолидации внутренней транспортной сети электрической энергии;
- создание устойчивой платформы по генерированию электрической и тепловой энергии путем обновления технологий, эффективного центрального отопления и передового маркетинга;
- улучшение энергоэффективности и рост использования ВИЭ;
- обеспечение законодательной, организационной и операционной базы для реальной конкуренции, фактическое открытие рынка, прозрачное и справедливое установление цены на энергию, интеграция энергетического рынка Республики Молдова и внутреннего рынка ЕС.



Потребление энергии по основным секторам до 2030 года, млн. кВтч





Потребление энергии по основным секторам до 2030 года (без промышленности)

Потребление электроэнергии в 2021-2030 гг., по секторам

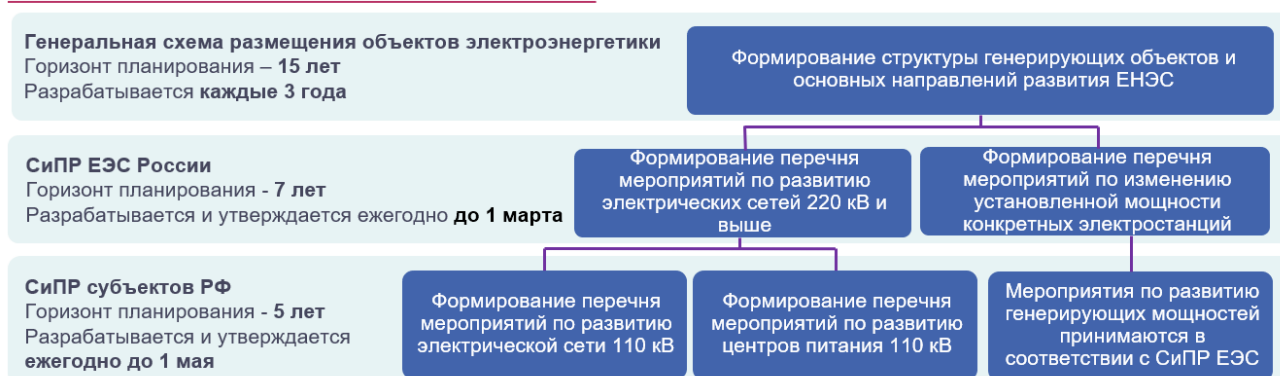
Описание показателя	Единица измерения	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего потреблено, включая:	млн.кВтч	5829,6	6115,8	6415	6699,3	6996,1	7306,2	7594	7894,1	8206	8490,8
промышленность	млн.кВтч	1796	1885,7	1980	2069,1	2162,2	2259,5	2350	2443,9	2541,6	2630,6
сельское хозяйство	млн.кВтч	84	86	87	89	91	93	94	96	98	100
строительство	млн.кВтч	27,7	29,4	31,1	32,9	34,7	36,6	38,4	40,4	42,4	44,3
транспорт	млн.кВтч	88,5	93	97,6	102	106,6	111,4	115,9	120,5	125,3	129,7
население	млн.кВтч	2683,4	2815,2	2953,5	3084,4	3221,1	3364	3497	3635,3	3779,1	3910,3
другие секторы	млн.кВтч	1150	1206,5	1265,8	1321,9	1380,5	1441,7	1498,7	1558	1619,6	1675,9
Потребление всего на душу населения	кВт/час.чел	1716,0	1810,7	1910,8	2007,4	2108,9	2215,6	2317,1	2423,33	2534,6	2638,7

## 2.7. Российская Федерация

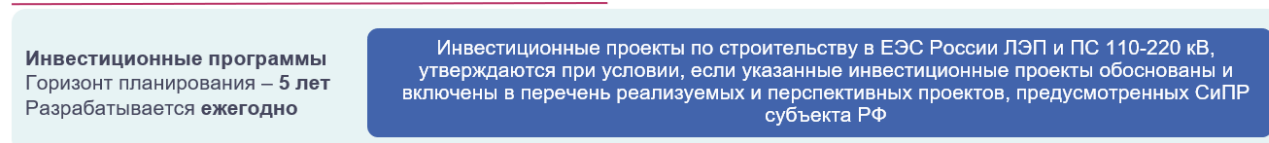
Применяемая в настоящее время в Российской Федерации система планирования перспективного развития электроэнергетического комплекса строится на взаимной увязке процессов прогнозирования, осуществляемых на различных уровнях планирования, начиная от федерального – выработки государственной энергетической стратегии и программы развития отрасли на основе прогнозов социального-экономического развития страны, разрабатываемых Министерством экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России), и заканчивая уровнем субъектов Российской Федерации – утверждением схем и программ развития субъектов Российской Федерации, инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Многоуровневый характер системы прогнозирования развития электроэнергетического комплекса Российской Федерации предполагает синхронизацию построения прогнозов на всех уровнях планирования. Система перспективного планирования Российской Федерации охватывает различные горизонты планирования и представлена несколькими документами, отличающимися глубиной и степенью детализации прогнозируемых параметров (см. рис. 2.7.1).

Постановление Правительства РФ № 823



Постановление Правительства РФ № 977



Постановление Правительства РФ № 861



Рис.2.7.1. Система инвестиционного и перспективного планирования в электроэнергетике Российской Федерации.

Ниже представлена классификация документов системы перспективного планирования развития электроэнергетического комплекса Российской Федерации с кратким описанием содержания, целей и решаемых задач, указанием нормативного акта, регламентирующего порядок разработки конкретного документа, ответственных

за разработку и утверждение документа, а также периодичности и сроков утверждения.

### **2.7.1. Среднесрочное планирование**

2.7.1.1. Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации разрабатываются на 5-летний период органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации при участии системного оператора (АО «СО ЕЭС») и территориальных сетевых организаций и утверждаются ежегодно до 1 мая высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации.

В соответствии с пунктами 25-34 постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» разработка данного документа выполняется на основании:

а) схемы и программы развития ЕЭС России;

б) прогноза спроса на электроэнергию и мощность, разрабатываемого по субъектам Российской Федерации (региональным энергосистемам) и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта;

в) с учетом сведений о планируемом на рассматриваемом 5-ти летнем периоде технологическом присоединении энергопринимающих устройств потребителей, расположенных на территории субъекта Российской Федерации, к электрическим сетям;

г) с учетом предложений АО «СО ЕЭС», территориальных сетевых организаций и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации по развитию распределительных сетей и объектов генерации;

д) с учетом предложений субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

Системный оператор (субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляет согласование схем и программ развития электроэнергетики регионов в части прогноза потребления электроэнергии и мощности в энергосистемах (отдельных энергорайонах), а также мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.

2.7.1.2. Схема и программа развития Единой энергетической системы России разрабатываются на 7-летний период системным оператором совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ПАО «ФСК ЕЭС») на базе среднесрочного прогноза спроса и утверждаются Минэнерго России ежегодно до 1 марта.

В соответствии с пунктами 16-24 постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного

развития электроэнергетики» источниками данных для разработки данного документа являются:

а) предложения АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС» о местах размещения электрических станций и сетей;

б) программы социально-экономического развития субъектов Российской Федерации на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики;

в) перечень объектов по производству электрической энергии, вводимых в эксплуатацию;

г) утвержденные инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций;

д) утвержденные схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации;

е) ежегодный отчет системного оператора о функционировании ЕЭС России;

ж) данные о результатах контроля реализации инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

з) предложения органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации о перечне и размещении объектов электроэнергетики на территории субъектов Российской Федерации;

и) информация, представляемая органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и потребителями электрической энергии о планируемых инвестиционных проектах на территории субъектов Российской Федерации, их присоединяемой мощности, сроках ввода в эксплуатацию, местах расположения;

к) информация о прогнозе потребления электрической энергии и мощности крупных энергоемких потребителей с присоединенной мощностью свыше 50 МВт;

л) утвержденные требования по обеспечению надежного и безопасного функционирования электроэнергетических систем и электроснабжения потребителей;

м) данные о планах строительства объектов электроэнергетики, об их перечне, о сроках, местах расположения, вводимой мощности, используемого топлива, включенных в долгосрочные целевые программы, федеральные адресные инвестиционные программы, ведомственные целевые программы, программу деятельности Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» (ГК «Росатом») на среднесрочный период.

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы (далее – СиПР 2019-2025) утверждены приказом Минэнерго России от 28 февраля 2019 г. № 174 и размещены на официальном сайте Минэнерго России по ссылке: <https://minenergo.gov.ru/node/14828>.

2.7.1.3. Инвестиционные программы акционерных обществ, генерирующих и электросетевых компаний утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти и (или) органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации. В частности, утверждаются инвестиционные программы АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «РусГидро», ПАО «ФСК ЕЭС», МРСК, территориальных сетевых организаций и др.

## **2.7.2. Долгосрочное стратегическое планирование.**

2.7.2.1. К отраслевым документам долгосрочного стратегического планирования в электроэнергетике Российской Федерации можно отнести энергетические стратегии России, утверждаемые Правительством Российской Федерации.

28 июня 2014 г. принят Федеральный закон № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации», регламентирующий порядок разработки документов долгосрочного стратегического планирования в Российской Федерации.

9 июня 2020 г. распоряжением Правительства Российской Федерации № 1523-р утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (далее – ЭСР-2035).

Разработка проекта ЭСР-2035 началась во II половине 2013 г. во исполнение поручения Президента Российской Федерации от 6 июля 2013 г. № Пр-1471 «О корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р».

В утвержденной ЭСР-2035 отмечено, что в Российской Федерации в целом сформирован и успешно функционирует рынок электрической энергии и мощности. В 2015 году внесены изменения в модель конкурентного отбора мощности, с 2019 года конкурентный отбор мощности проводится на 6 лет вперед, что позволяет участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) прогнозировать финансовые потоки в долгосрочной перспективе. Кроме того, проведение долгосрочных конкурентных отборов мощности обеспечивает оптимизацию операционных и инвестиционных затрат в отрасли, а также стимулирует генерирующие организации выводить неэффективное генерирующее оборудование из эксплуатации. С 2019 года введен новый механизм обновления и модернизации существующих тепловых электростанций на период до 2031 года.

В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи электроэнергетики (надежность и качество электроснабжения), входит, в том числе, совершенствование системы планирования в электроэнергетике и создание института Генерального проектировщика документов перспективного развития электроэнергетики.

Также будут приняты меры, направленные на развитие рыночных механизмов и усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг, в том числе:

- модернизация конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике с обеспечением равноправия поставщиков и потребителей в формировании рыночного равновесия и эффективных механизмов и ценовых сигналов для инвестиций, в том числе увеличение объемов поставок по прямым договорам;

- совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций совместно с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;

- разработка рыночных механизмов, стимулирующих потребителей к активному участию в формировании розничного рынка электрической энергии (управление спросом посредством участия в регулировании графика нагрузки), с применением, в том числе, технологии хранения и аккумулирования электрической энергии и ее воспроизводства.

2.7.2.2. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, разработанная на период до 2030 г., утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р, охватывает основную деятельность электросетевого комплекса – передачу и распределение электрической энергии и непосредственно связанные с ней аспекты смежных видов деятельности (генерацию и сбыт электрической энергии) на территории России. В данном документе особое внимание уделяется деятельности публичного акционерного общества «Российские сети» и входящих в него организаций, контролирующих около 70 % распределительных и 90 % магистральных сетей в России.

2.7.2.3. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики разрабатывается на 15-летний период (с корректировкой не реже 1 раза в 3 года) Минэнерго России при участии ФАС России, ГК «Росатом», АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС» и утверждается Правительством Российской Федерации в соответствии с пунктами 6 – 15 постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Прогнозные показатели Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р «О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года» (далее – генеральная схема), представлены с пятилетним интервалом прогнозирования: на 2020, 2025, 2030 и 2035 годы в двух сценарных вариантах – базовом и минимальном.

На сегодняшний день генеральная схема является единственным официальным документом, содержащим детализированные долгосрочные прогнозные показатели электроэнергетической отрасли, такие как балансы электрической энергии и мощности, планы по вводу в эксплуатацию новых генерирующих объектов, прогнозы



спроса на топливо с разбивкой по ОЭС и по видам генерации в горизонте планирования на период до 2035 года.

Таблица 2.7.1. Динамика производства и потребления электрической энергии в ЕЭС России в период 2008-2035 годов<sup>1</sup>.

млрд кВт·ч

ЕЭС России всего	2008 факт	2014 факт	2019 факт	средне- годовой, %	2025	2030	2035	средне- годовой, %
<b>Потребление электрической энергии</b>	989,6913	1013,8582	1059,3616	+0,62	1143,053	1234,9	1325,0	+1,4
<b>Выработка электрической энергии всего</b>	1006,5418	1024,9434	1080,5554	+0,65	1157,219	1244,8	1334,8	+1,33
в т. ч. ТЭС	638,4371	621,1230	679,881	+0,57	760,951	822,5	887,7	+1,68
ГЭС	155,6662	167,0631	190,2954	+1,84	187,290	193,0	195,2	+0,16
АЭС	162,1265	180,2552	208,7733	+2,32	198,856	224,1	245,2	+1,01
СЭС	н/д	н/д	0,3208	+47**	н/д	н/д	н/д	
ВЭС	н/д	н/д	1,2849	+69**	н/д	н/д	н/д	
ВИЭ=СЭС + ВЭС	н/д	н/д	1,6057	+64**	10,122	5,2	6,7	+9,34
ЭС пром. предприятий	50,312	56,5021						
<b>Сальдо перетоков, (+) импорт, (-) экспорт</b>	<b>-16,8505</b>	<b>-11,0852</b>	<b>-21,1938</b>	<b>+2,1</b>	<b>-14,166</b>	<b>-9,85</b>	<b>-9,85</b>	<b>-4,7</b>

\*\*по отношению к предыдущему году

Динамика изменения структуры выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России в период 2019-2035 гг., установленной мощности электростанций ЕЭС России в период с 1 января 2020 г. по 31 декабря 2035 г. и КИУМ электростанций приведены на рис. 2.7.2-2.7.4.

<sup>1</sup> фактические данные по отчетам АО «СО ЕЭС» О функционировании ЕЭС России в 2008, 2014, 2019 годах, соответственно, 2025 г. – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы, 2030, 2035 гг. – генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года

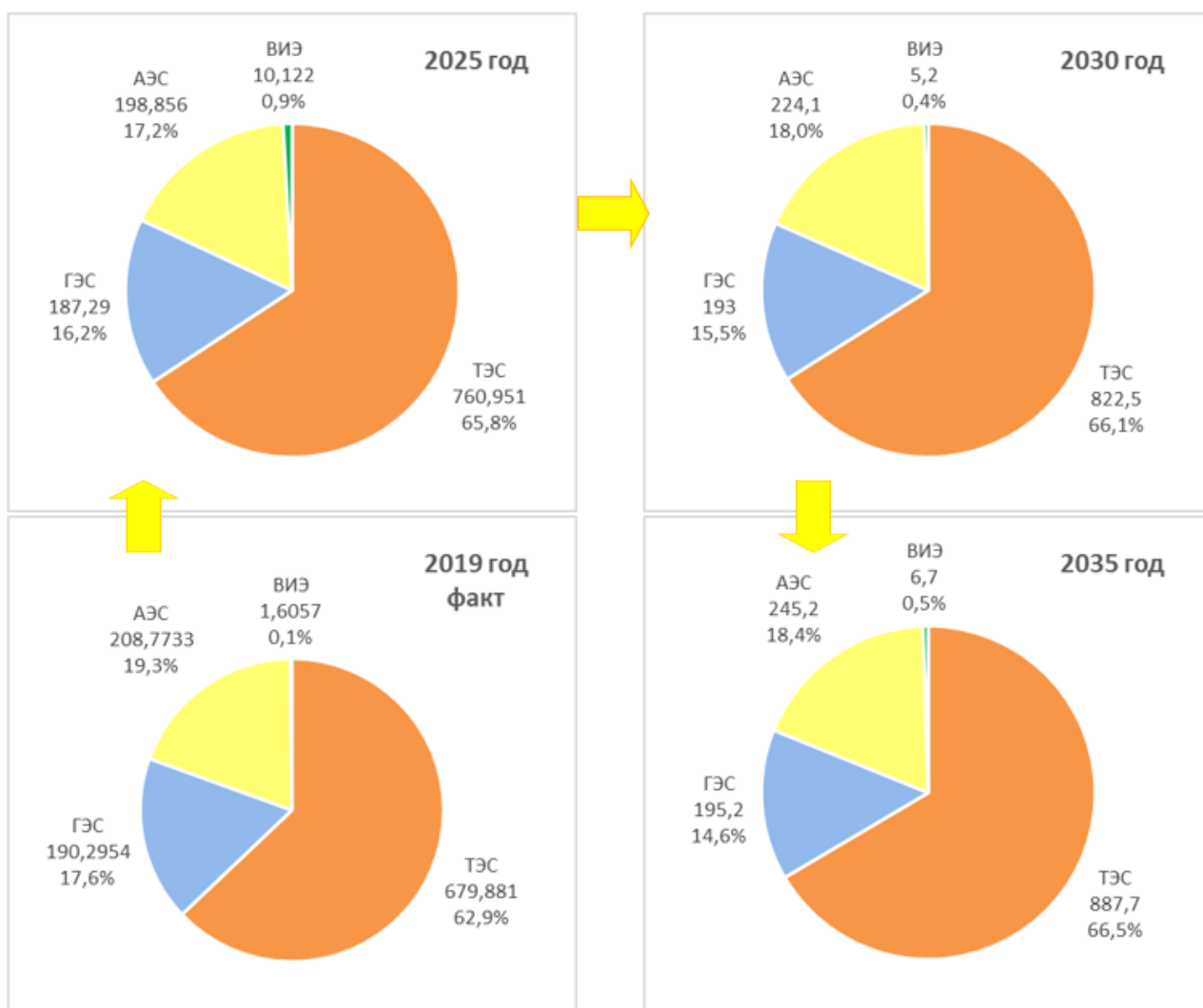


Рис.2.7.2. Динамика изменения структуры выработки электрической энергии электростанциями ЕЭС России 2019-2035 гг.<sup>2</sup>, млрд кВт·ч

<sup>2</sup> 2025 г. – в соответствии со схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы, 2030, 2035 гг. – в соответствии с генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года

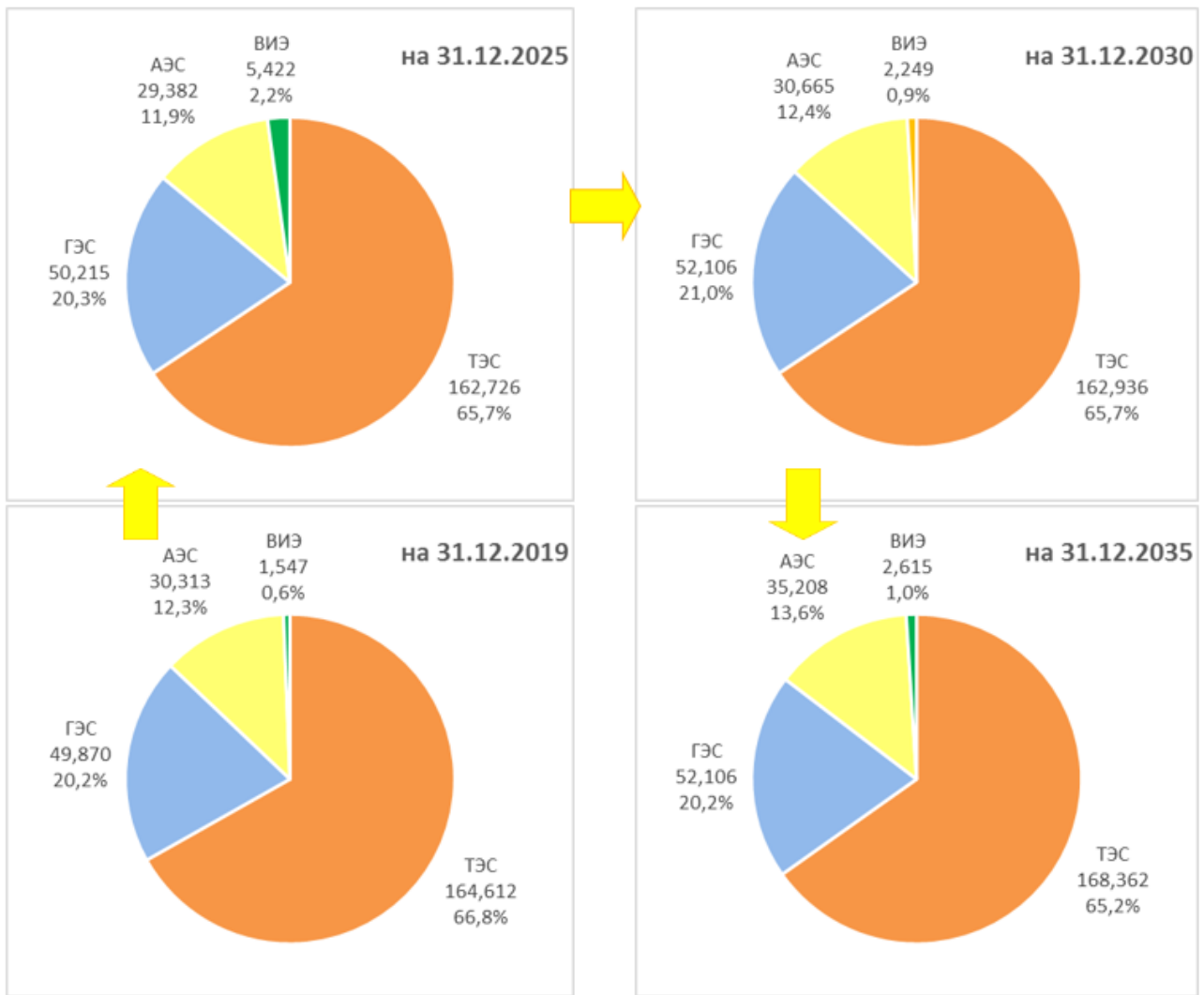


Рис.2.7.3. Динамика изменения структуры установленной мощности ЕЭС России в период с 1 января 2020 г. по 31 декабря 2035 г., ГВт

Таблица 2.7.2. Баланс электрической мощности на час прохождения совмещенного максимума потребления мощности ЕЭС России в динамике 2009-2035 годов<sup>3</sup>, МВт.

ЕЭС России	2009 факт	2014 факт	2019 факт	2025	2030	2035
<b>СПРОС НА МОЩНОСТЬ</b>						
Годовой совмещенный максимум потребления электрической мощности	150 012,0	154 709,0	151 661,0	168 983,0	182 000,0	195 294,0
Сальдо перетоков в час годового максимума, (+) прием, (-) выдача	-1 815,0	-1 416,0	-1 847,0	-3 391,0	-3 510,0	-3 510,0
Нагрузка электростанций в час годового максимума	151 827,0	156 125,0	153 508,0	172 374,0	185 510,0	198 804,0
<b>ПРЕДЛОЖЕНИЕ МОЩНОСТИ</b>						
Установленная мощность на конец года	211 845,7	232 451,8	246 342,5	247 745,6	247 955,8	258 290,2
в т.ч. ТЭС	143 967,5	158 403,4	164 612,1	162 725,9	162 936,0	168 362,0
ГЭС	44 432,2	47 712,4	49 870,3	50 215,4	52 105,5	52 105,5
АЭС	23 446,0	26 336,0	30 313,2	29 382,2	30 665,0	35 208,0
ВЭС, СЭС	0,0	0,0	1 546,8	5 422,1	2 249,3	2 614,8
Вводы мощности после прохождения максимума	0,0	5 953,8	989,5	1 670,0		1 255,0
Уст. мощность на час годового максимума	211 845,7	226 498,0	245 353,0	246 075,6	247 955,8	257 035,2
Ограничения уст. мощности на час годового максимума	13 035,7	13 142,0	19 382,0	25 668,8	13 352,1	13 516,3
Располагаемая мощность на час годового максимума	198 810,0	213 356,0	225 971,0	217 672,8	234 603,7	243 518,9
Ремонтная мощность на час годового максимума	19 950,0	21 130,0	20 508,0			
Невыпускаемая мощность				2 734,0		
Рабочая мощность (покрытие спроса)	178 860,0	192 226,0	205 463,0	217 672,9	234 603,7	243 518,9
<b>РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ</b>						
Собст. резерв мощности, (+) избыток/ (-) дефицит	27 033,0	36 101,0	51 955,0	45 298,9	49 093,7	44 714,9
Резерв в % к максимуму потребления	18,0	23,3	34,3	26,8	27,0	22,9

<sup>3</sup> фактические данные по отчетам АО «СО ЕЭС» О функционировании ЕЭС России в 2009, 2014, 2019 годах, соответственно, 2025 г. – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы, 2030, 2035 гг. – генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года

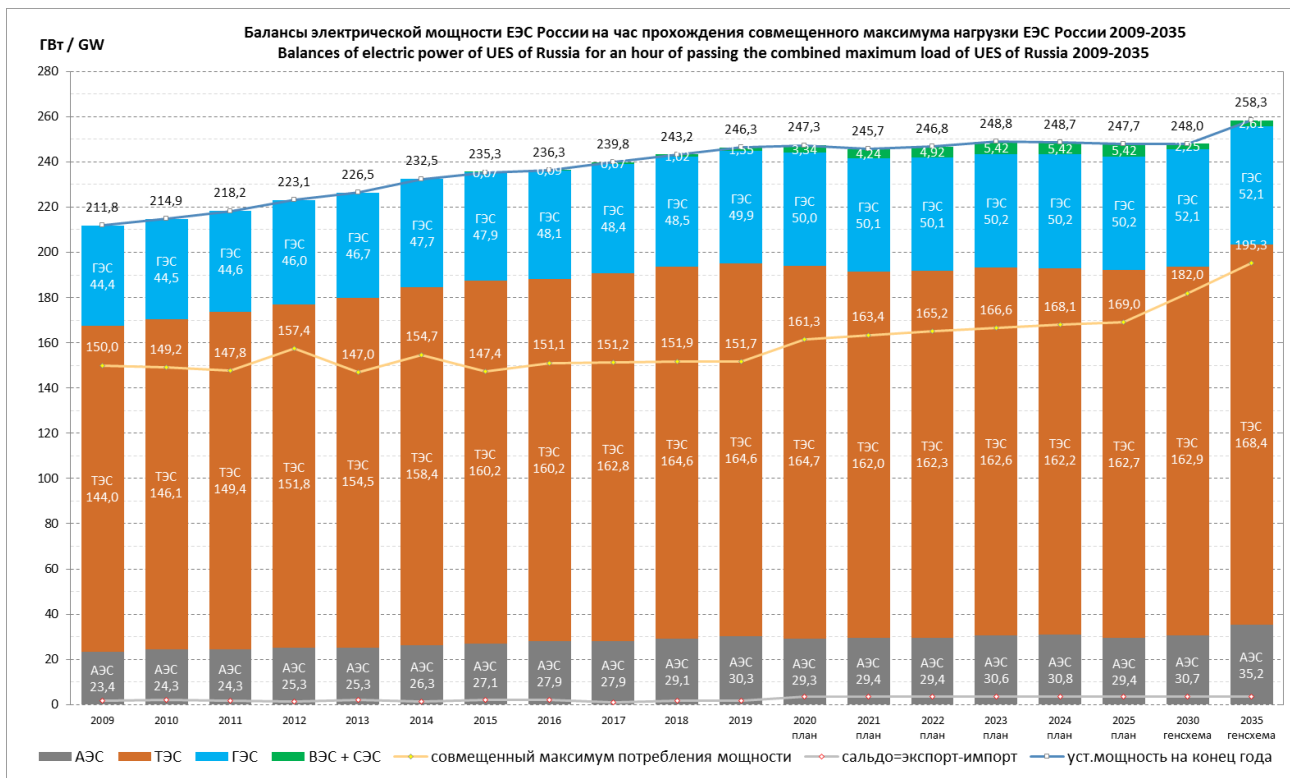


Рис.2.7.4. Установленная мощность электростанций и годовой совмещенный максимум потребления мощности ЕЭС России в динамике с 2009 г. по 2035 г., ГВт.

Итоги:

1. Рассмотрены все уровни действующей многоуровневой системы перспективного планирования в электроэнергетике Российской Федерации, состав ее участников, исходные данные, сроки и периодичность подготовки документов.

2. Максимально актуализированная информация о балансовой ситуации содержится в следующих документах:

- на пятилетний период – в ежегодно утверждаемых Схемах и программах развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, размещенных на сайтах органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации;

- на период 2019-2025 гг. – в Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы, утвержденной в 2019 г. и размещенной на официальном сайте Минэнерго России по ссылке: <https://minenergo.gov.ru/node/14828>;

- на 2030 и 2035 годы – в базовом варианте сценария Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р.

## 2.8. Республика Таджикистан

2.8.1. Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года, одобренная постановлением Правительства Республики Таджикистан от 1 октября 2016 г. № 392 (далее – Национальная стратегия), является концептуальным стратегическим документом перспективного развития страны на 15-ти летний период.

Национальная стратегия констатирует, что, несмотря на достаточно большие запасы гидроэнергетических ресурсов<sup>4</sup> с потенциальными возможностями выработки 527 млрд кВт·ч в год<sup>5</sup>, а также значительные ресурсы солнечной энергии<sup>6</sup>, одной из ключевых проблем развития реального сектора экономики Республики Таджикистан является дефицит электрической энергии (мощности) в осенне-зимний период, оценивающийся в 4-4,5 млрд кВт·ч, приводящий к низкому уровню надежности электроснабжения и барьерам для присоединения новых потребителей. По оценкам Всемирного Банка ежегодный ущерб от введения ограничений на поставку электроэнергии в осенне-зимний период может<sup>7</sup> составлять до 225 миллионов долларов США. Сезонный дефицит электрической энергии (мощности) является следствием совокупности ряда специфических проблем электроэнергетической отрасли Таджикистана, решение которых необходимо для дальнейшего поступательного развития экономики страны, а именно:

- сохраняющаяся изолированность энергосистемы Таджикистана от энергосистемы Центральной Азии обостряет дефицит электрической энергии (мощности) в осенне-зимний период и значительно ограничивает возможности реализации экспортного потенциала электроэнергетики в весенне-летний период;

- слабая диверсификация генерирующих источников энергосистемы Таджикистана (гидроэлектростанции вырабатывают 98 % всей электроэнергии в стране), недостаточное использование местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе энергии солнца, ветра, биомассы (далее – ВИЭ) для восполнения сезонного дефицита электроэнергии;

- ограниченные в осенне-зимний период возможности пополнения водохранилищ гидроэлектростанций, неэффективное управление водными ресурсами в агропромышленном комплексе, в том числе из-за интегрированного управления водными ресурсами, которое Национальной стратегией объявляется общим приоритетом в развитии РСЭ;

- недостаточно эффективная нормативная правовая база в топливно-энергетическом комплексе страны, не стимулирующая энергосбережение и повышение энергоэффективности тарифная политика в электроэнергетике являются барьером развития частного предпринимательства в реальном секторе экономики;

- низкая энергоэффективность.

---

<sup>4</sup>Таджикистан занимает 8-ое место в мире по запасам гидроэнергетических ресурсов и 1-ое место в мире по гидроэнергетическому потенциалу на единицу площади территории страны

<sup>5</sup>технически возможный к использованию потенциал составляет 202 млрд кВт·ч, а экономически целесообразный к строительству — 172 млрд кВт·ч, в настоящее время освоено около 4 - 5 % гидроэнергетического потенциала страны

<sup>6</sup>более 200 дней в году с высокой интенсивностью солнечного излучения

<sup>7</sup> в зависимости от гидрологических условий года



Национальной стратегией ставятся задачи:

- обеспечение надежного энергоснабжения экономики страны при эффективном использовании энергетических ресурсов;
- обеспечение перехода гидроэнергетики страны в бюджет-формирующую отрасль;
- дальнейшее развитие малой гидроэнергетики и других ВИЭ как для электроснабжения населения, особенно сельского, так и для развития сектора малого предпринимательства экономики;
- обеспечение перехода Таджикистана из категории регионального и мирового лидера по потенциальным запасам гидроэнергии в лидеры по эффективности освоения и использования энергетического потенциала и на этой основе продвижение интересов национальной энергетики на внешних рынках, как путем проведения соответствующей энергетической дипломатии, так и на базе использования рыночных механизмов.

Таблица 2.8.1.\* Основные целевые индикаторы Национальной стратегии развития Республики Таджикистан на период до 2030 года в сравнении с фактическими показателями.

млрд кВт·ч, МВт

ЭС Таджикистан	2008 Факт	2011 факт	2015 факт	2017 факт	2018 факт	Индустриальный сценарий			средне- годовой, %
						Индустриально- инновационный			
						2020	2025	2030	
Потребление электрической энергии	13,718	13,617	н/д	13,5	н/д	н/д	н/д	н/д	
Выработка электрической энергии всего	14,74821	16,057842	17,1343	18,095309	19,7427	<u>26,2</u> 26,2	<u>37,5</u> 37,6	<u>40,7</u> 45,0	+6,17 % +7,32%
в т. ч. ТЭС	0,25243	0,042067	0,3018	н/д	н/д	1,7	3,1	<u>3,1</u> 3,4	+23,7% +24,7 %
ГЭС	14,49578	16,015775	16,8325	н/д	н/д	<u>24,5</u> 24,5	<u>34,4</u> 34,5	<u>37,6</u> 41,6	+5,72 % +6,69%
Сальдо перегоков, (+) импорт ОЗП, (-) экспорт ВЛП	+1,917 -1,054	+1,276 -1,232	+н/д -1,4002	+0,09741 -1,39836 <sup>8</sup>	+н/д -2,406				
Установленная мощность ЭС	4070	5281,18	5457	5757	н/д				
в т. ч. ТЭС	318	318	418 <sup>9</sup>	718 <sup>10</sup>	н/д				
ГЭС	3752 <sup>11</sup>	4963,18	5039	4994,52	н/д				
СЭС	н/д	н/д	н/д	8,87	н/д				
ВЭС	н/д	н/д	н/д	5,1	н/д				

\*Источник: официальный интернет портал Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан [https://www.mewr.tj/?page\\_id=563](https://www.mewr.tj/?page_id=563), Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года [https://mewr.tj/wp-content/uploads/files/National%20Development%20Strategy-2030\\_ru.pdf](https://mewr.tj/wp-content/uploads/files/National%20Development%20Strategy-2030_ru.pdf)

<sup>8</sup> в том числе экспорт в Афганистан – 1312,521 млн кВт·ч, в Кыргызстан – 85,835 млн кВт·ч

<sup>9</sup> Душанбинская ТЭЦ (198 МВт), Яванская ТЭЦ (120 МВт), первая очередь Душанбинской ТЭЦ-2 (100 МВт введена в эксплуатацию 10 ноября 2014 г.)

<sup>10</sup> 8 декабря 2016 г. – пуск второй очереди Душанбинской ТЭЦ-2 мощностью 300 МВт

<sup>11</sup> в 2009 введена в эксплуатацию Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт

Динамика изменения структуры выработки электрической энергии электростанциями энергосистемы Таджикистана в период 2008-2030 гг. в соответствии с Национальной стратегией приведена на рис. 2.8.1.

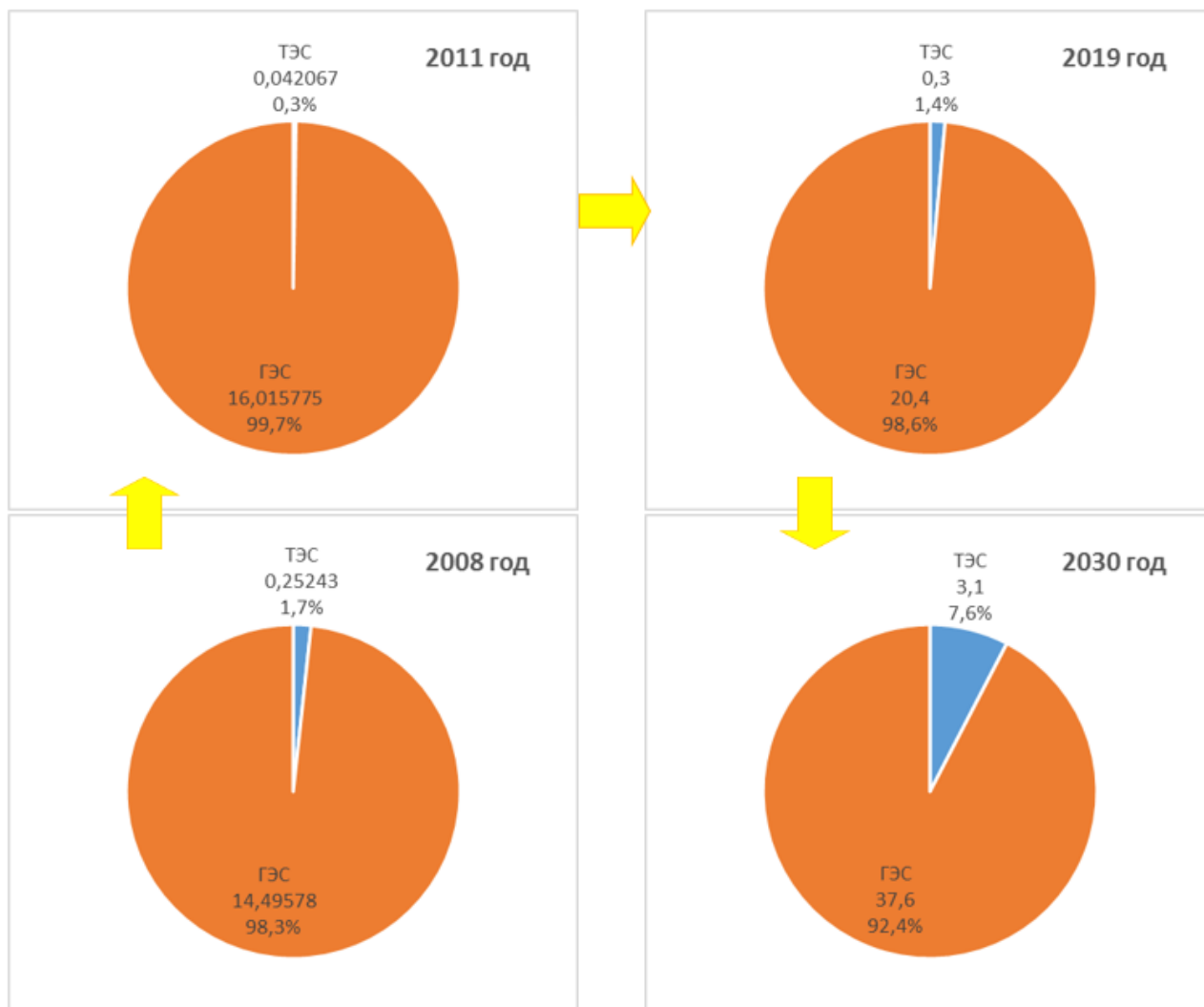


Рис.2.8.1. Динамика изменения структуры выработки электрической энергии электростанциями энергосистемы Таджикистана 2008-2030 гг., млрд кВт·ч

Предполагается, что реализация Национальной стратегии позволит обеспечить развитие электроэнергетического сектора страны на основе концепции 10/10/10/10, а именно:

- а) увеличение установленной мощности электроэнергетической системы до 10 ГВт;
- б) увеличение экспорта электроэнергии в соседние страны до 10 млрд кВт·ч в год;
- в) диверсификация генерирующих мощностей электроэнергетической системы страны не менее чем на 10 %, за счет использования других видов первичной энергии, в том числе угля, нефти, газа и возобновляемых источников энергии;
- г) снижение потерь электроэнергии в стране до 10 %.

Реализация приоритетов Национальной стратегии предусматривается в три этапа:

Первый этап – переход к новому качеству модели экономического роста 2016 - 2020 гг.).

Второй этап – развитие, основанное на инвестициях (2021-2025 гг.).

Третий этап – завершение ускоренной индустриализации и создания потенциала для развития на основе знаний и инноваций (2026-2030 гг.).

2.8.2. К отраслевым документам долгосрочного перспективного планирования в электроэнергетике Республики Таджикистан можно отнести заключительный отчет научно-исследовательской работы «Генеральный план развития энергетического сектора» (далее – ГПРЭС), который в связи с реализацией крупного проекта Рогунской ГЭС смоделирован на период с 2015 по 2039 годы. Данный период охватывает время, необходимое для строительства Рогунской ГЭС и заполнения ее водохранилища. Документ подготовлен консалтинговой компанией Corporate Solutions Consulting Limited (CSCL, United Kingdom) в ассоциации с компанией Manitoba Hydro International Limited (МНИ, Canada) по заказу Азиатского банка развития (АБР) в рамках исполнения Грантового соглашения между Республикой Таджикистан и АБР от 16 октября 2010 г. Заключительный отчет ГПРЭС опубликован в феврале 2017 г. на основе исходных данных, представленных открытой акционерной холдинговой компанией «Барки Точик» (далее – ОАХК «Барки Точик»), по состоянию на 2012 г. включительно.

Таджикистан состоит из пяти электроэнергетических регионов, четыре из которых: Согд (Север), Хатлон (Юг), Душанбе с окрестностями и районы республиканского подчинения без Душанбе (РРП) объединены в энергосистему и снабжаются ОАХК «Барки Точик», а пятый – Горно-Бадахшанская автономная область, занимающая 45 % территории страны, но в которой проживает всего лишь 3 % населения, – снабжается частно-государственной энергетической компанией «Памир энерджи». Научно-исследовательская работа сфокусирована на четырех регионах, энергоснабжение которых осуществляет ОАХК «Барки Точик», отсутствие пятого обосновывается его сравнительно небольшим спросом на электроэнергию, а также отсутствием информации по его энергетическим ресурсам.

В документе изложены и проанализированы планы расширения энергосистемы для новых дополнительных ресурсов выработки и передачи электроэнергии с учетом увеличения спроса, устаревания вырабатывающих активов и стоимости потенциальных генерирующих ресурсов для удовлетворения растущего спроса. Методология прогнозирования спроса на электрическую энергию, применяемая в ГПРЭС, построена на математической модели, в основу которой заложено произведение предполагаемого будущего роста уровня ВВП на эластичность спроса в энергосистеме за определённый год с корректировкой на возможное снижение потребления в результате повышения тарифов. Полное отсутствие связи прогнозных величин с фактическими показателями производства и потребления электрической энергии в заключительном отчете обосновывается невозможностью применения последних для прогнозирования спроса в силу сохраняющегося энергодефицита в осенне-зимний период. Прогноз показателей развития энергосистемы Республики Таджикистан до 2039 г. (включительно) представлен по 3-м основным сценариям развития – двум с различным моментом запуска Рогунской ГЭС и одним без её запуска. Каждый из основных сценариев предусматривает несколько вариантов развития событий. С учетом состоявшихся 16 ноября 2018 г. пуска первого

гидроагрегата (ГА № 6) мощностью 600 МВт, а в сентябре 2019 г. – пуска второго гидроагрегата (ГА № 5) 600 МВт Рогунской ГЭС<sup>12</sup>, сценарий ГПРЭС без пуска Рогунской ГЭС с соответствующими вариантами утратил свою актуальность.

Особенностью данной НИР является то, что основной ее целью и результатом является исследование и прогноз гарантированной и среднемноголетней выработки электрической энергии как отдельными электростанциями каскада Вахшских ГЭС, так и каскада в целом, которые и легли в основу Генерального плана развития электроэнергетического сектора страны. Несмотря на достаточно глубокие исследования гидрологических параметров водных объектов Республики Таджикистан, включающие помесячный анализ многолетних наблюдений за приточностью, испарением зеркал водохранилищ, ирригационным отведением воды, например, приточность Нурекского водохранилища<sup>13</sup> представлена за период с апреля 1932 г. по декабрь 2012 г. в ежемесячном разрезе, причем до начала заполнения водохранилища в 1972 г. эти данные смоделированы на основании наблюдений гидрометрической станции, расположенной выше по течению р. Вахш от Нурекской ГЭС, ГПРЭС практически не содержит оценки текущего технико-экономического состояния объектов электроэнергетики Республики Таджикистан, описания ключевых проблем электроэнергетики и способов их преодоления, не исследуются причины, приведшие к раздельной работе ЭС Таджикистана от ОЭС Центральной Азии, а приведенная в таблице 2-3 (стр. 51 ГПРЭС) динамика фактических данных ОАХК «Барки Точик» по выработке ТЭС и ГЭС, экспорту, импорту электрической энергии за период с 2002 по 2012 гг.<sup>14</sup> в дальнейшем исследовании и прогнозировании не используется, представленные без указания даты и периода характеристики энергосистемы Таджикистана расходятся с официальными отчетными данными на момент публикации документа. В частности, согласно опубликованному в феврале 2017 г. заключительному отчету научно-исследовательской работы установленная мощность энергосистемы Республики Таджикистан – 5 346 МВт<sup>15</sup>, из которых 4 926 МВт – ГЭС, а оставшиеся 420 МВт приходятся на три ТЭЦ: Душанбинскую ТЭЦ-1, Яванскую ТЭЦ и Душанбинскую ТЭЦ-2. С учетом ввода 8 декабря 2016 г. в эксплуатацию второй очереди Душанбинской ТЭЦ-2 мощностью 300 МВт суммарная установленная мощность ТЭЦ на 1 января 2017 г. составляла 718 МВт. По данным Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан, суммарная установленная мощность энергосистемы в 2017 г. составляла 5 757 МВт<sup>16</sup>.

---

<sup>12</sup> технико-экономическое обоснование (ТЭО) строительства Рогунской ГЭС подготовлено Консорциумом Coyne et Belliere (Франция), Electroconsult (Италия) и IPA (Великобритания); выработка 6-го ГА за период с 16 ноября по 31 декабря 2018 г. составила 90,3 млн кВт·ч, выработка двух ГА в 2019 г. – 840 млн кВт·ч.

<sup>13</sup> Нурекская ГЭС – расположенная на р. Вахш крупнейшая электростанция Таджикистана общей установленной мощностью 3000 МВт (1 ГА 320 МВт + 8 ГА по 335 МВт) вырабатывает около 50 % электроэнергии в республике; проектная документация разработана Харьковским заводом им. Кирова в 1950-х гг.; 1961 г. – начало строительства ГЭС, с 1972 по 1979 гг. – ввод гидроагрегатов, до 2013 г. плотина Нурекской ГЭС высотой 300 м, образующая Нурекское водохранилище, считалась самой высокой плотиной в мире; вода к гидроагрегатам подается по трем напорным тоннелям диаметром 10 м длиной 395 – 450 м, кроме того, по Дангаринскому и Яванскому тоннелям вода из водохранилища направляется на орошение ~ 1 млн га сельскохозяйственных земель, что ограничивает возможности по выработке электрической энергии в маловодные годы.

<sup>14</sup> Для объективного прогнозирования требуется анализ динамики фактического потребления электрической энергии в стране за более длительный период, как в условиях синхронной работы энергосистемы Таджикистана с ОЭС Центральной Азии, так и в ее отсутствии.

<sup>15</sup> Раздел 1 (стр. 15), пункт 2.3.1 (стр. 49) и раздел 9 (стр. 245) отчета ГПРЭС.

<sup>16</sup> Согласно данным, опубликованным на официальном интернет портале Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан [https://www.mewr.tj/?page\\_id=563](https://www.mewr.tj/?page_id=563).

Сравнение сценариев последовательного увеличения генерирующих мощностей в энергосистеме Республики Таджикистан свидетельствует в пользу раннего ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС, что позволит минимизировать капиталовложения в другие виды генерации (менее эффективные) и сэкономить на топливе. По мнению авторов исследования, строительство Рогунской ГЭС внесет существенный вклад в достижение энергетической независимости Республики Таджикистан и обеспечение всеобщей доступности электрической энергии в стране.

Ниже приведены данные из Генерального плана развития энергетического сектора.

На основании прогнозирования спроса с учетом проектов энергоэффективности, экспорта и доступного предложения, на ежемесячной основе был проведен энергетический баланс для системы, снабжаемой ОАХК «Барки Точик», за период с 2015 по 2018 гг. с использованием гарантированного (вероятность превышения 95%) и среднего объема электроэнергии, вырабатываемой ГЭС. Итоговый энергетический баланс представлен на рисунке 2.8.2.

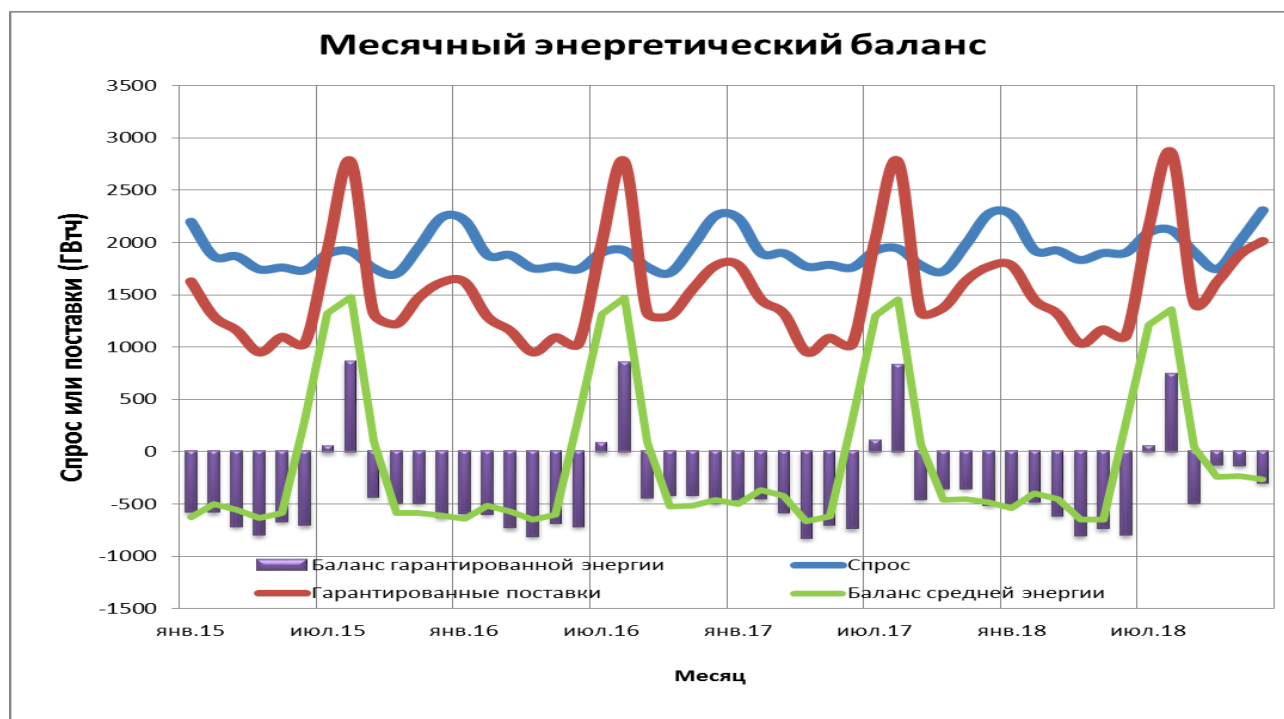


Рисунок 2.8.2: Энергетический баланс за 2015-2018 годы

Из Рисунка 2.8.2. видно, что система нуждается в дополнительных объемах электроэнергии ГЭС или импорта из других систем. Считается, что необходимо будет построить новые вырабатывающие мощности порядка 500 МВт или более (в дополнение к генерирующим мощностям, которые уже решено построить, и которые находятся ещё только на стадии обсуждения). Так как внедрение новых мощностей является долгосрочным, система ОАХК «Барки Точик» может столкнуться с острой нехваткой электроэнергии в краткосрочной перспективе, если не появятся довольно благоприятные гидрологические условия в зимние месяцы, или электроэнергия не будет импортирована из других систем.

Чтобы определить устойчивость прогноза базового или среднего роста, были разработаны два дополнительных сценария: низкий и высокий. Предполагается, что

фактический спрос будет находиться в рамках, предложенных высоким и низким сценариями.

В Таблице 2.8.2 представлена сводная информация по прогнозам спроса на электроэнергию по основной энергосистеме по трём рассматриваемым сценариям роста. К концу периода исследования прогнозы по основной энергосистеме указывают на разницу между прогнозом среднего роста и прогнозом низкого роста, что составляет 4 278 ГВтч, и разницу в 8 902 ГВтч между прогнозами среднего роста и высокого роста.

Таблица 2.8.2: Сравнение энергетических прогнозов по основной энергосистеме (ГВтч)

Сценарий роста	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2039 г.
Низкий	21 507	23 089	25 199	28 061	34 975
Средний	21 963	24 311	27 379	31 120	39 253
Высокий	22 276	25 449	29 674	34 962	48 155

Сравнение энергетических прогнозов по основной энергетической системе в графической форме представлено на рисунке 2.8.3.

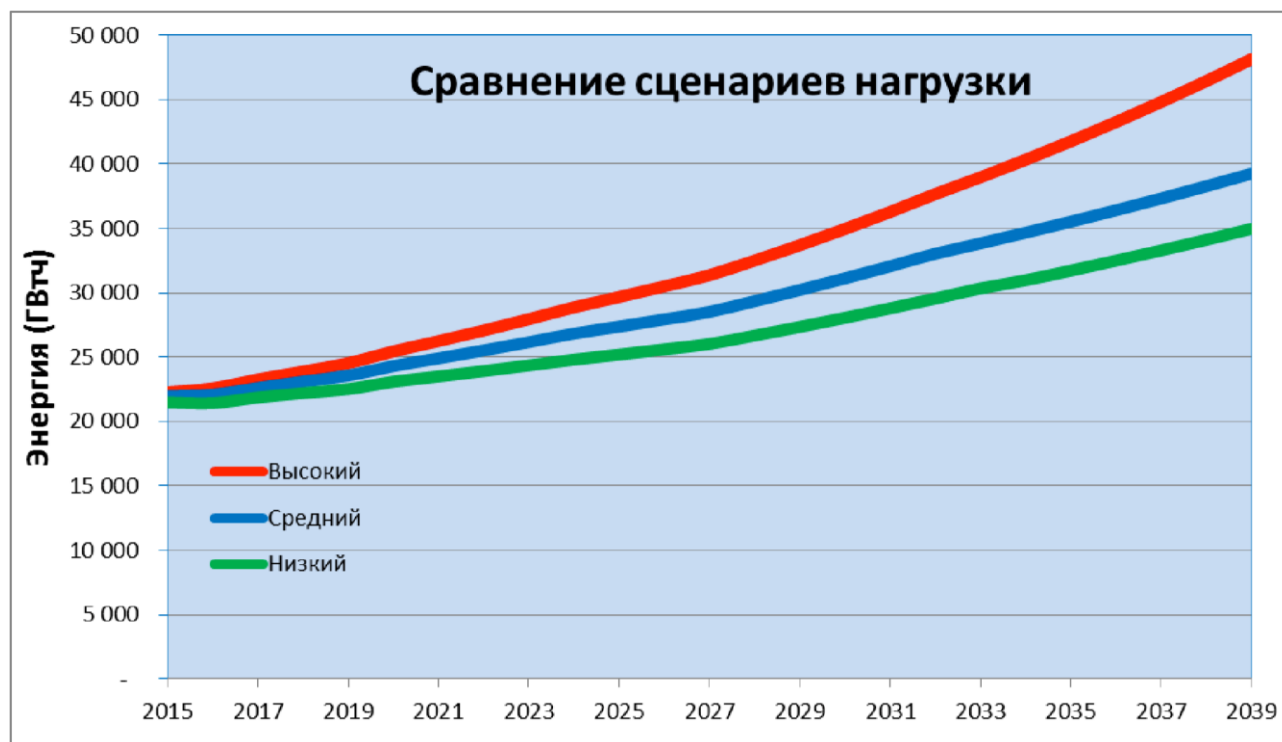


Рисунок 2.8.3. Сравнение прогнозов сценариев роста

Согласно прогнозу среднего роста, ожидается общий рост бытовой нагрузки и гарантированного экспорта на уровне 2,08% за период 2015-2039 гг.

В Таблице 2.8.3 представлен прогноз спроса на пиковую мощность по энергосистеме по трём различным сценариям роста. К концу периода разница в пиковой нагрузке между прогнозом среднего роста и прогнозом низкого роста

нагрузки составит 814 МВт, разница между средним и высоким ростом составит 1 694 МВт.

Таблица 2.8.3: Сравнение пиковой нагрузки по основной энергосистеме (МВт)

Сценарий роста	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2039 г.
Низкий	4 095	4 261	4 658	5 253	6 659
Средний	4 184	4 494	5 073	5 835	7 473
Высокий	4 243	4 710	5 510	6 566	9 167

В таблице 2.8.4 представлен прогноз показателей энергосистемы по регионам и категориям потребителей для среднего сценария роста потребления.



В таблице 2.8.4 представлен прогноз показателей энергосистемы по регионам и категориям потребителей для среднего сценария роста потребления.

Таблица 2.8.4: Сравнение пиковой нагрузки по основной энергосистеме (МВт)

Нагрузка по основной энергосистеме, с учётом Талко, потенциальных потребителей электроэнергии и потерь																									
Категория потребителей	Annual Consumption Demand (GWh)																								
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Пром. и с./х. потребители	1901	2004	2112	2226	2347	2473	2607	2748	2896	3052	3190	3333	3483	3640	3804	3975	4154	4341	4517	4700	4890	5088	5294	5508	5732
Ком. хоз-во и бюдж. орг	704	712	720	735	750	765	780	796	813	829	840	852	863	893	924	957	990	1025	1048	1072	1096	1120	1146	1171	1198
Насосы и насосные станции	3117	3163	3209	3270	3333	3397	3462	3529	3597	3666	3718	3771	3824	3920	4018	4118	4221	4327	4405	4484	4565	4647	4730	4815	4902
Население	6521	6739	6964	7240	7527	7825	8135	8457	8792	9140	9420	9708	10005	10455	10926	11417	11931	12468	12898	13343	13803	14280	14772	15282	15809
Отопление жилых помещений	35	36	37	39	41	42	44	46	47	49	51	52	54	56	59	61	64	67	69	72	74	77	80	82	85
Подитог	12280	12655	13043	13511	13997	14503	15028	15576	16145	16737	17218	17716	18229	18965	19731	20529	21361	22228	22937	23670	24428	25212	26022	26860	27726
ТАЛКО	6060	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850
Потенциальные потребители э/энергии	610	711	835	868	868	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161
<b>Итого</b>	<b>18950</b>	<b>19216</b>	<b>19728</b>	<b>20229</b>	<b>20715</b>	<b>21514</b>	<b>22040</b>	<b>22587</b>	<b>23156</b>	<b>23748</b>	<b>24230</b>	<b>24727</b>	<b>25241</b>	<b>25976</b>	<b>26742</b>	<b>27540</b>	<b>28372</b>	<b>29239</b>	<b>29948</b>	<b>30681</b>	<b>31439</b>	<b>32223</b>	<b>33033</b>	<b>33871</b>	<b>34737</b>
<b>Регион</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>
Согдийская область	4219	4344	4474	4629	4789	4956	5130	5311	5499	5695	5856	6022	6193	6430	6677	6934	7202	7481	7711	7950	8196	8451	8714	8986	9267
Хатлонская область	2720	2795	2872	2967	3065	3167	3272	3381	3495	3613	3708	3805	3906	4056	4212	4374	4543	4719	4860	5006	5156	5312	5473	5638	5809
РРП	1740	1794	1850	1917	1987	2060	2136	2215	2297	2383	2453	2524	2599	2705	2816	2932	3053	3179	3282	3388	3498	3612	3730	3852	3977
Душанбе	3601	3722	3847	3998	4155	4319	4490	4668	4853	5045	5202	5364	5532	5773	6025	6288	6563	6850	7084	7326	7577	7837	8106	8384	8672
Подитог	12280	12655	13043	13511	13997	14503	15028	15576	16145	16737	17218	17716	18229	18965	19731	20529	21361	22228	22937	23670	24428	25212	26022	26860	27726
ТАЛКО	6060	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850
Потенциальные потребители э/энергии	610	711	835	868	868	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161
<b>Итого</b>	<b>18950</b>	<b>19216</b>	<b>19728</b>	<b>20229</b>	<b>20715</b>	<b>21514</b>	<b>22040</b>	<b>22587</b>	<b>23156</b>	<b>23748</b>	<b>24230</b>	<b>24727</b>	<b>25241</b>	<b>25976</b>	<b>26742</b>	<b>27540</b>	<b>28372</b>	<b>29239</b>	<b>29948</b>	<b>30681</b>	<b>31439</b>	<b>32223</b>	<b>33033</b>	<b>33871</b>	<b>34737</b>
Технические потери	15,9%	15,0%	14,6%	14,2%	13,8%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%
Технические потери (ГВтч)	3013	2882	2880	2872	2859	2797	2865	2936	3010	3087	3150	3215	3281	3377	3476	3580	3688	3801	3893	3989	4087	4189	4294	4403	4516
<b>Э/энергия, требуемая системой (ГВтч)</b>	<b>21963</b>	<b>22098</b>	<b>22608</b>	<b>23101</b>	<b>23574</b>	<b>24311</b>	<b>24905</b>	<b>25523</b>	<b>26166</b>	<b>26835</b>	<b>27379</b>	<b>27942</b>	<b>28522</b>	<b>29353</b>	<b>30218</b>	<b>31120</b>	<b>32060</b>	<b>33040</b>	<b>33841</b>	<b>34670</b>	<b>35526</b>	<b>36412</b>	<b>37328</b>	<b>38274</b>	<b>39253</b>
<b>Пиковая нагрузка</b>																									
Козф. нагрузки системы	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Козф. нагрузки Талко	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Потенц. потребители э/энергии	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
Козффициент нагрузки по регионам	50%	50%	50%	51%	51%	51%	51%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	53%	53%	53%	53%	54%	54%	54%	54%	54%	55%	55%	55%
Пиковая нагрузка Талко (МВт)	818	784	781	778	775	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770
Потенц потребители э/э (МВт)	99	115	134	140	139	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
<b>Пиковая нагрузка по системе (МВт)</b>	<b>4179</b>	<b>4204</b>	<b>4301</b>	<b>4395</b>	<b>4485</b>	<b>4625</b>	<b>4738</b>	<b>4856</b>	<b>4978</b>	<b>5106</b>	<b>5209</b>	<b>5316</b>	<b>5427</b>	<b>5585</b>	<b>5749</b>	<b>5921</b>	<b>6100</b>	<b>6286</b>	<b>6439</b>	<b>6596</b>	<b>6759</b>	<b>6928</b>	<b>7102</b>	<b>7282</b>	<b>7468</b>
Годовой рост - Потребление без Талко и потенциальных потребителей электроэнергии																									
	2015-20	2,5%					2020-25	3,4%					2025-30	3,5%					2015-30	3,3%			2030-30	3,6%	
Годовой рост - Потребление с Талко и потенциальными потребителями электроэнергии																									
	2015-20	2,1%					2020-25	2,4%					2025-30	2,6%					2015-30	2,4%			2030-30	2,6%	



## ИМПОРТ

Есть 3 варианта потенциального импорта для покрытия возможного дефицита в зимний период: импорт электроэнергии из Узбекистана, импорт электроэнергии из Туркменистана через Узбекистан и импорт электроэнергии из Туркменистана через Афганистан.

	Мощность	Время	Срок	Тариф
из Узбекистана	300 МВт	Непиковые часы системы Узбекистана в зимний период, т.е. около 12 часов в день на шесть зимних месяцев, с октября по март.	Не ранее 2025 г.	40\$ США/МВтч
из Туркменистана через Узбекистан	300 МВт	любое время в течение шести зимних месяцев, т.е. с октября по март		40\$ США/МВтч
из Туркменистана через Афганистан	150 МВт на 1-й стадии, 300 МВт на 2-й стадии	150 МВт на первой стадии и 300 МВт на второй стадии	Не ранее 2022-2023гг.	40\$ США/МВтч

В период 2008-2009 гг. в Таджикистане была построена линия электропередачи 500 кВ Север-Юг, соединяющая ранее разделенные северные и южные регионы страны. В результате этого отпала необходимость в передаче больших перетоков мощности через территорию Узбекистана. В этот же период энергосистемы Северного и Южного Казахстана были соединены второй линией электропередачи 500 кВ, что позволило существенно повысить надежность ЕЭС Казахстана и объединенной энергетической системы (ОЭС) стран Центральной Азии. В то же время, в 2009 г. Узбекистан отключил энергосистему Таджикистана из синхронной работы с ОЭС Центральной Азии. Вследствие отключения ЭС Таджикистана от ОЭС Центральной Азии с лета 2010 г. у Таджикистана отсутствует возможность экспорта дешевой электрической энергии в Узбекистан и Казахстан в период наибольшей приточности водохранилищ каскада Вахшских ГЭС, электростанциями осуществляются холостые сбросы воды (до 700 м<sup>3</sup>/с), а в осенне-зимний период энергосистема Таджикистана испытывает дефицит электрической энергии до 4-4,5 млрд кВт·ч. Соединение электрических сетей Таджикистана с сетями Кыргызстана и Узбекистана могло бы обеспечить Таджикистан дополнительными 950 МВт импорта во время осенне-зимнего периода и позволило бы Таджикистану в летний период экспортировать больше электроэнергии в указанные страны, а также в Казахстан (в случае снятия Казахстаном запрета на импорт электрической энергии при условии профицита в ЕЭС Казахстана), способствуя тем самым расширению взаимной региональной торговли электроэнергией.

По мнению авторов отчета, основным компонентом будущего развития электроэнергетики Таджикистана является реализация проекта CASA-1000, который обеспечит экспорт электрической энергии (мощности) в летние месяцы (пик

потребления в Пакистане) из Таджикистана (65 %) и Кыргызстана (35 %). Проект состоит из:

- линии электропередачи 500 кВ от ПС Датка (Кыргызстан) до ПС Худжанда длиной ~ 477 км;
- линии электропередачи 500 кВ от ПС Регара до ПС Сангтуда длиной ~ 115 км и автотрансформатора 500/220 кВ на ПС Сангтуда;
- преобразовательной подстанции постоянного тока высокого напряжения (HVDC) на ПС Сангтуда пропускной способностью 1300 МВт;
- линии электропередачи высокого напряжения постоянного тока ПС Сангтуда – ПС Наушера (Пакистан) через Афганистан протяженностью ~ 800 км;
- преобразовательной подстанции HVDC пропускной способностью 1300 МВт в районе города Пешавар (Пакистан).

Перспективным также считается проект строительства линии электропередачи 500 кВ из Таджикистана до Синьцзян-Уйгурской автономной области Китайской Народной Республики протяженностью ~ 550 км. Основная цель проекта также заключается в передаче избыточной мощности ~ 900 МВт в течение летних месяцев.

Реализация проекта объединения электрических сетей Туркменистана, Узбекистана, Таджикистана, Афганистана и Пакистана (ТУТАП) с максимальным годовым объемом экспорта электрической энергии из Таджикистана в объеме до 4 млрд кВт·ч в качестве альтернативы проекту CASA-1000 в ГПРЭС не рассматривается.

#### Итоги:

А. На протяжении истекшего 11-летнего периода<sup>17</sup> производство электрической энергии в энергосистеме Республики Таджикистан<sup>18</sup> устойчиво росло с 14,75 млрд кВт·ч в 2008 г. до 20,7 млрд кВт·ч в 2019 г. Средний ежегодный прирост производства составил 3,15 %. По сравнению с выработкой 2018 г. (19,75 млрд кВт·ч) прирост производства в 2019 г. составил 4,85 %.

Б. Сохраняющаяся изолированность энергосистемы Республики Таджикистан от энергосистемы Центральной Азии значительно ограничивает возможности реализации экспортного потенциала электроэнергетики Таджикистана в весенне-летний период (период наибольшей приточности водохранилищ каскада Вахшских ГЭС) и обостряет дефицит электрической энергии (мощности) в осенне-зимний период, который, благодаря предпринимаемым усилиям по строительству новых генерирующих объектов, имеет тенденцию к снижению. Существенным вкладом в обеспечение энергетической безопасности Республики Таджикистан должно стать строительство Рогунской ГЭС в совокупности с соответствующим расширением пропускной способности электрических сетей страны, включая схему выдачи мощности новой ГЭС. Залогом дальнейшего устойчивого развития электроэнергетики страны и более рационального использования экспортного потенциала станет реализация мероприятий, направленных на восстановление синхронной работы энергосистемы Таджикистана с ОЭС Центральной Азии.

---

<sup>17</sup> с 2009 г. энергосистема Таджикистана выведена из синхронной работы с ОЭС Центральной Азии

<sup>18</sup> без учета Горно-Бадахшанской автономной области

## 2.9. Республика Узбекистан

Кабинет Министров Республики Узбекистан в 2019 г. утвердил «Стратегию развития АО «Национальные электрические сети Узбекистана» на 2020-2025 гг.». Документ со среднесрочным горизонтом прогнозирования (5 лет) сформирован на основе схемы и программы развития магистральных электрических сетей Республики Узбекистан, прогноза спроса на электроэнергию и мощность в Республике Узбекистан, предложения системного оператора по развитию распределительных сетей.

Также в Республике Узбекистан утверждена Стратегия развития АО «Тепловые электрические станции» на 2020-2025 гг., сформированная на основе прогноза спроса на электроэнергию (определяется Минэнерго), прогноза выработки электроэнергии на предприятиях АО «ТЭС», ежеквартальных и ежегодных отчетов о выработке электроэнергии и другой информации.

В первом квартале 2020 г. Правительством Республики Узбекистан утверждена «Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы». Стратегия определяет среднесрочные и долгосрочные цели на период с 2020 по 2030 годы и будет корректироваться по мере необходимости на основе постоянного анализа. Стратегическая цель документа – обеспечение населения и экономики Узбекистана электроэнергией по конкурентоспособным ценам, развитие сбалансированного энергетического сектора, охватывающего лучшие мировые практики и современные тенденции в мировой электроэнергетике.

В Концепции представлены анализ текущей ситуации в электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан, перспективы ее развития, прогнозные данные и другая информация:

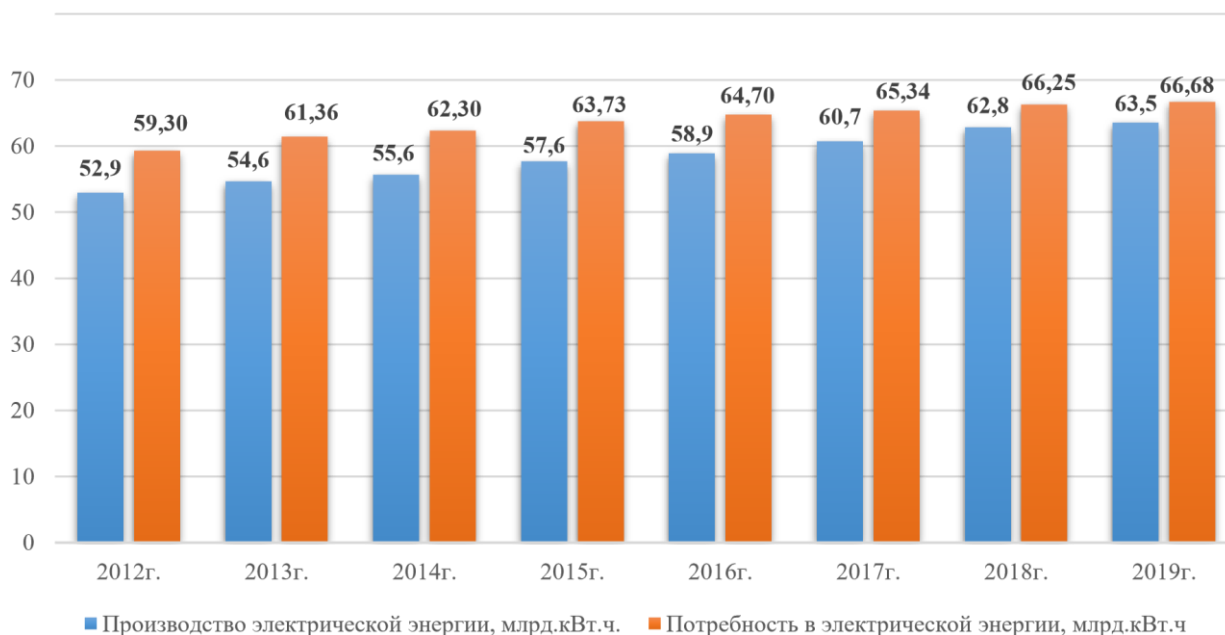


Рисунок 2.9.1 – Фактическая динамика производства и потребности в электрической энергии в период 2012-2019 гг.



Рисунок 2.9.2 –Прогнозная динамика производства и потребления электрической энергии до 2030г., млрд.кВт.ч.

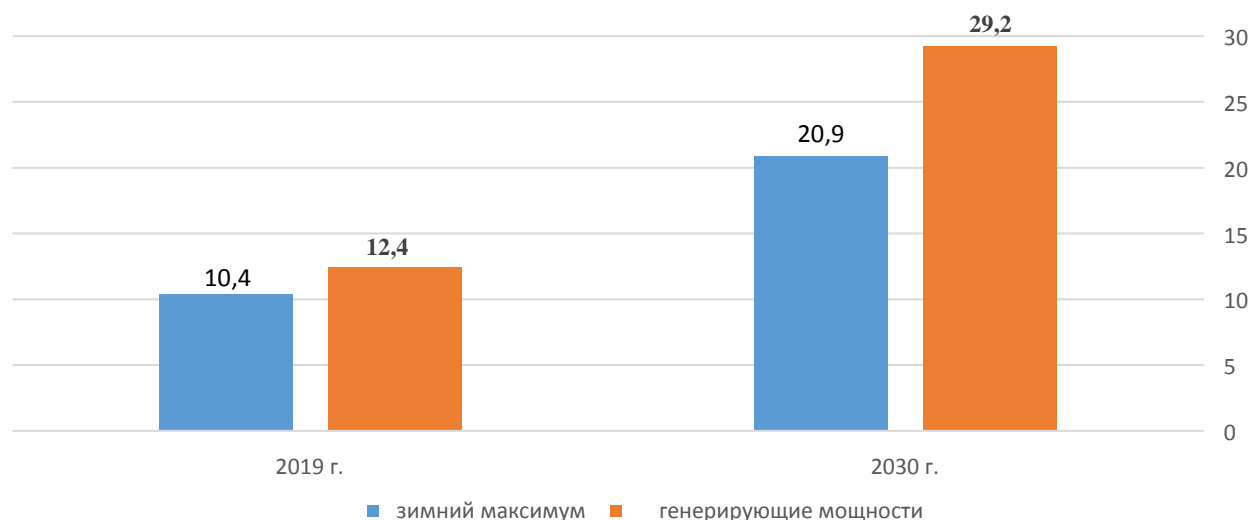


Рисунок 2.9.3 – Прогноз соотношения генерирующих мощностей и максимальной нагрузки в зимний период 2019 и 2030 годов, тыс. МВт

В период 2020-2030 гг. намечена реализация 13 проектов, из них 6 проектов - по строительству новых ТЭС общей мощностью 3,8 тыс. МВт, 6 проектов - по расширению действующих ТЭС с увеличением мощности на 4,1 тыс. МВт за счёт строительства ПГУ, ГТУ и угольного энергоблока, а также 1 проект по модернизации энергоблоков № 1-5 на Ново-Ангренской ТЭС с увеличением мощности на 330 МВт.

В итоге, к 2030 году суммарная мощность ТЭС составит 14,7 тыс. МВт, объём вырабатываемой электрической энергии – 70,7 млрд.кВт.ч (рост в 1,3 раза к 2018г.).

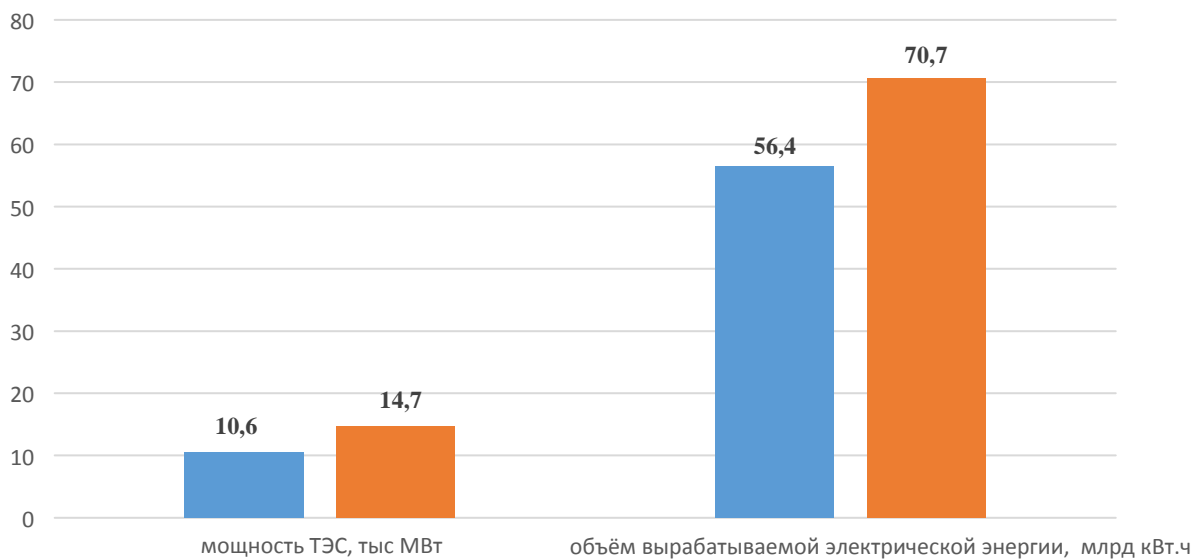


Рисунок 9 – Рост объема установленной мощности и вырабатываемой электрической энергии в период 2019-2030 гг.

В период 2020-2030 гг. будет уделено особое внимание развитию генерации на основе ВИЭ, особенно солнечной энергии. Эти проекты будут осуществляться исключительно за счет средств инвесторов - независимых производителей электрической энергии.

Для достижения показателей развития возобновляемой энергетики определены целевые параметры ежегодно вводимых мощностей объектов ВИЭ в 2020-2030 годах, предусматривающие строительство 3 ГВт ветровых и 5 ГВт солнечных электростанций.

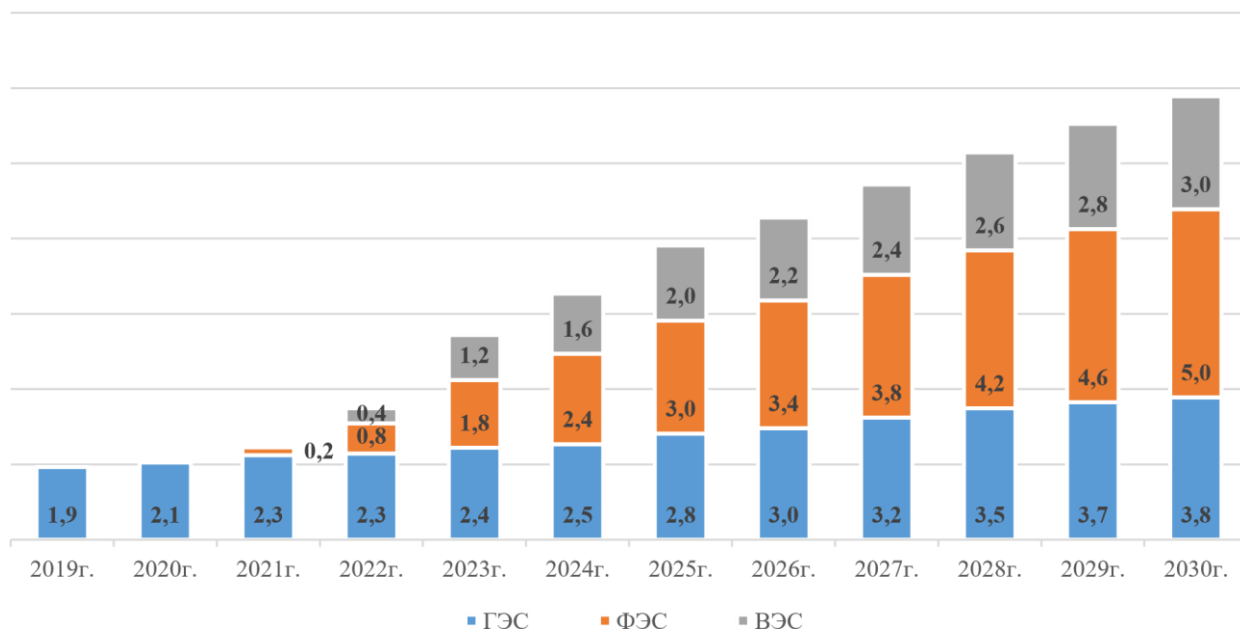


Рисунок 2.9.4 – Структура генерации на основе ВИЭ к 2030 г., МВт

В период 2020-2030 гг. намечено проведение работ по 62 проектам, в том числе строительство 35 ГЭС общей мощностью 1537 МВт и модернизация 27 существующих ГЭС с увеличением мощности на 186 МВт. В итоге, к 2030 году

суммарная мощность ГЭС составит 3785 МВт, объем вырабатываемой электрической энергии - 13,1 млрд.кВт.ч (в 2,2 раза к 2019 г.).

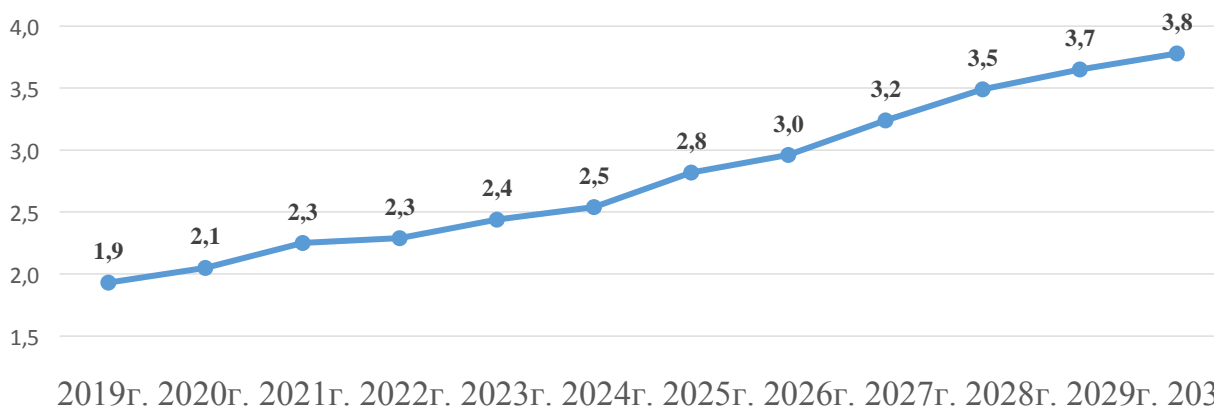


Рисунок 2.9.5 – Рост установленной мощности ГЭС в 2018-2030 гг., МВт

В результате достижения поставленных задач к 2030 году:

а) генерирующая мощность, установленная и располагаемая, с учетом вывода из эксплуатации физически устаревшего оборудования (5,9 тыс. МВт) составит 29,2 тыс. МВт, в том числе:

ТЭС, использующие природный газ – 13,4 тыс. МВт (45 %);

ТЭС, использующие уголь – 1,7 тыс. МВт (5,9 %);

ГЭС – 3,8 тыс. МВт (13,1 %);

ВЭС – 3 тыс. МВт (10,4 %);

ФЭС – 5 тыс. МВт (17,3 %), в том числе 1 тыс. МВт с устройствами хранения электрической энергии для аккумуляции ее в солнечные часы и использования накопленной электрической энергии во время отсутствия солнца и вечернего максимума нагрузок единой электроэнергетической системы;

АЭС – 2,4 тыс. МВт (8,3 %).

Прирост генерирующих мощностей составит 16,4 тыс. МВт, в том числе 4,4 тыс. МВт регулирующих мощностей для покрытия пиковых нагрузок.

б) объемы выработки электрической энергии достигнут 120,8 млрд. кВт.ч,

в том числе:

ТЭС – 70,7 млрд. кВт.ч (58,5 %);

ГЭС – 13,1 млрд. кВт.ч (10,8 %);

ФЭС – 9,9 млрд. кВт.ч (8,2 %);

ВЭС – 8,6 млрд. кВт.ч (7,1 %);

АЭС – 18,0 млрд. кВт.ч (14,9 %);

блок-станции – 0,6 млрд. кВт.ч (0,5 %).

в) снизится расход природного газа с 16,5 млрд куб.м до 12,1 млрд.куб.м, при этом ежегодный объем сжигания угля возрастет с 4,1 млн.тонн до 8,5 млн.тонн.

г) в собственности государства останутся ГЭС, АЭС и некоторые ТЭС, а большая часть генерации будет сосредоточена в частном секторе.

д) к 2025 году потери электрической энергии при её передаче сократятся до 2,4 % или в 1,03 раза относительно 2019 года, при распределении до 7,9 % или в 1,51 раз ниже уровня 2019 года.

При этом, к 2030 году показатель потерь при передаче электрической энергии составит 2,35 % или сократится в 1,05 раза относительно 2019 года, при распределении - 6,5 % или в 1,85 раз ниже 2019 года.

е) в рамках развития ВИЭ будут решены задачи по обеспечению доступной электрической энергией энергодефицитных регионов республики, достижению целей по улучшению экологии и повышению энергоэффективности, стимулированию развития местной промышленности, инфраструктуры и созданию рабочих мест.

№	Наименование топлива	2019 г.	2025 г.	2030 г
1	Природный газ (млн. м <sup>3</sup> )	15,8	12,7	12,1
2	Уголь (млн. тонн)	3,6	8,5	8,5
3	Мазут (тыс. тонн)	204	50	50

Таблица 2.9.1 –Расход топлива при выработке электрической энергии

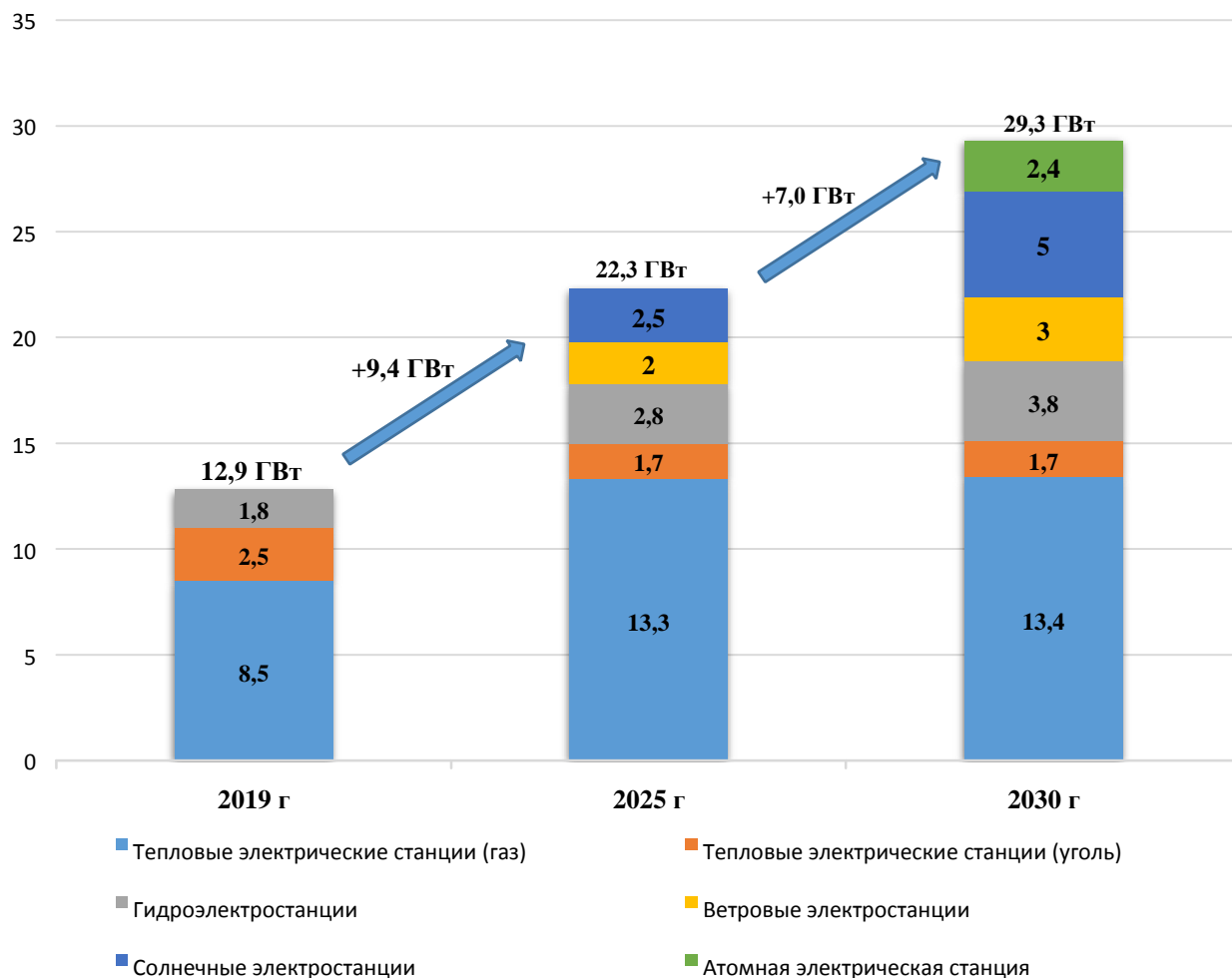




Рисунок 2.9.6 – Изменение установленной мощности 2019-2030 гг., МВт

### 3. Сравнение прогнозных балансов.

#### 3.1 Сравнение по горизонту планирования.

Таблица. Системы перспективного планирования электроэнергетики государств СНГ.

Государство-участник СНГ	Горизонт планирования	Наименование документа	Периодичность утверждения
 Азербайджанская Республика	среднесрочный (4 года)	Стратегические дорожные карты 2017-2020	–
	долгосрочный (10 – 15 лет)	Стратегические дорожные карты до 2025 г. и целевой взгляд после 2025 г.	–
		Прогноз развития энергетического сектора 2017 – 2030	–
 Республика Армения	среднесрочный	– нет информации –	–
	долгосрочный (16 лет)	Пути долгосрочного развития энергетики Армении до 2036 г.	–



 Республика Беларусь	среднесрочный (5 лет)	Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016 – 2020	–
	долгосрочный (10 лет)	Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей до 2030 .	–
 Республика Казахстан	среднесрочный (7 лет)	Прогнозный баланс электрической энергии и мощности	ежегодно <sup>19</sup>
	долгосрочный (10 лет)	Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 г. <sup>20</sup>	–
 Кыргызская Республика	среднесрочный (6 лет)	Программа «Жаны доорго – кырк кадам 2018 – 2023»	–
	долгосрочный (15 – 17 лет)	Стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 г.	–
 Республика Молдова	среднесрочный	– нет информации –	–
	долгосрочный (15 – 17 лет)	Энергетическая стратегия Республики Молдова до 2030 г.	–
 Российская Федерация	среднесрочный (7 лет)	Схема и программа развития ЕЭС России	ежегодно <sup>21</sup>
	долгосрочный (15 лет)	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г.	каждые три года
Энергетическая стратегия России до 2035 г.		не регламентируется	
 Республика Таджикистан	среднесрочный (5 – 6 лет)	Программа среднесрочного развития 2016 – 2020	–
		План мероприятий по реализации приоритетных проектов в энергетической отрасли 2015 – 2020	–
		Программа освоения ВИЭ и строительства малых ГЭС 2016 – 2020	–
	долгосрочный (15 – 25 лет)	Национальная стратегия развития Республики Таджикистан до 2030 г.	–
Генеральный план развития энергетического сектора Таджикистана 2015 – 2039		–	
 Республика Узбекистан	среднесрочный (5 лет)	Стратегия развития АО «Национальные электрические сети Узбекистана» на 2020 – 2025 гг.	–
		Стратегия развития АО «Тепловые электрические станции» на 2020 – 2025 гг.	–
	долгосрочный (10 лет)	Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020 – 2030 гг.	–

<sup>19</sup> ст. 15-1 Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 г. № 588 «Об электроэнергетике»

<sup>20</sup> утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724

<sup>21</sup> п. 16 – 24 постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823

Долгосрочный прогноз спроса на электрическую энергию (потребление электрической энергии)																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Прогноз спроса на мощность (максимум потребления)																
ГОД	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Прогноз экспорта и импорта электрической энергии																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Прогноз экспорта и импорта мощности																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Перечень атомных электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации/установленная мощность АЭС																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация*																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

\* с 2020 по 2025 годы в Схеме и программе развития ЕЭС России есть информация о вводе, демонтаже, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов, но не указывается перечень всех действующих электростанций ЕЭС

Перечень гидравлических электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации/установленная мощность ГЭС																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация*																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

**Перечень тепловых электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации/установленная мощность ТЭС**

год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация*																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

**Перечень ВИЭ, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации/установленная мощность ВИЭ**

год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация*																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

БАЛАНС МОЩНОСТИ																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Перечень действующих и планируемых к сооружению объектов электрических сетей																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Потребность тепловых электростанций в топливе																
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

### 3.2. Сравнение балансов по содержанию.

#### 3.2.1. Баланс мощности.

	Азербайджанская Республика	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Республика Молдова	Российская Федерация	Республика Таджикистан	Республика Узбекистан
Потребность, всего									
Максимум потребления									
Установленная мощность (на конец года)									
УМ с разбивкой по АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ									
УМ ВИЭ с разбивкой по ВЭС, СЭС									
Располагаемая мощность									
Неиспользуемая мощность									
Ограничения мощности (на максимум нагрузки)									
Невыдаваемая мощность									
Запертая мощность									
Негарантированная мощность ГЭС									
Экспорт мощности									
Резерв мощности									
в т.ч. первичный/вторичный									
Вводы мощности, всего									
Вводы мощности по АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ									
Вводы мощности ВИЭ по видам									
Вводы мощности после прохождения максимума									
Вводы мощности по УМ, РМ, НМ									
Демонтаж мощности, всего									
Демонтаж мощности по АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ									
Демонтаж мощности по УМ, РМ, НМ									



### 3.2.2. Баланс электроэнергии

	Азербайджанская Республика	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Республика Молдова	Российская Федерация	Республика Таджикистан	Республика Узбекистан
Потребление									
Экспорт-импорт (сальдо)									
Перетоки между зонами									
Потребление на собственные нужды, в т.ч. заряд ГАЭС									
Потребление по секторам (с/х, транспорт и т.д.)									
Потребность, всего									
Производство, всего									
Производство по видам генерации (АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ)									
Производство ВИЭ по видам									
Избыток (+)/дефицит (-)									
Число часов использования УМ по АЭС, ТЭС, ВИЭ									
Потери, суммарные									

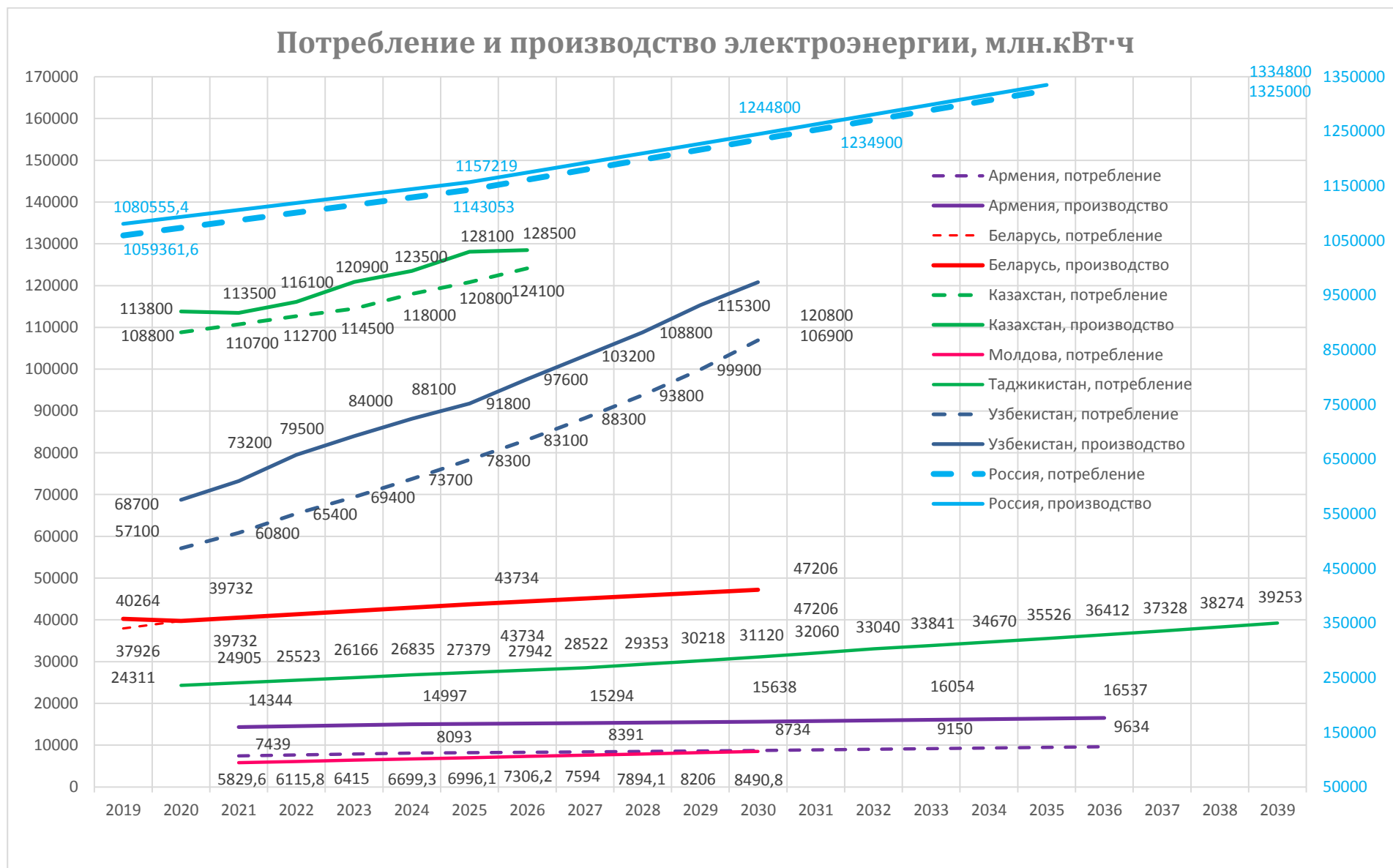
### 3.2.3. Топливный баланс

Потребность тепловых электростанций в топливе/расход при выработке э/э	Газ									
	Нефтепродукто									
	Уголь									
	Прочее									
		<b>Азербайджанская Республика</b>	<b>Республика Армения</b>	<b>Республика Беларусь</b>	<b>Республика Казахстан</b>	<b>Кыргызская Республика</b>	<b>Республика Молдова</b>	<b>Российская Федерация</b>	<b>Республика Таджикистан</b>	<b>Республика Узбекистан</b>

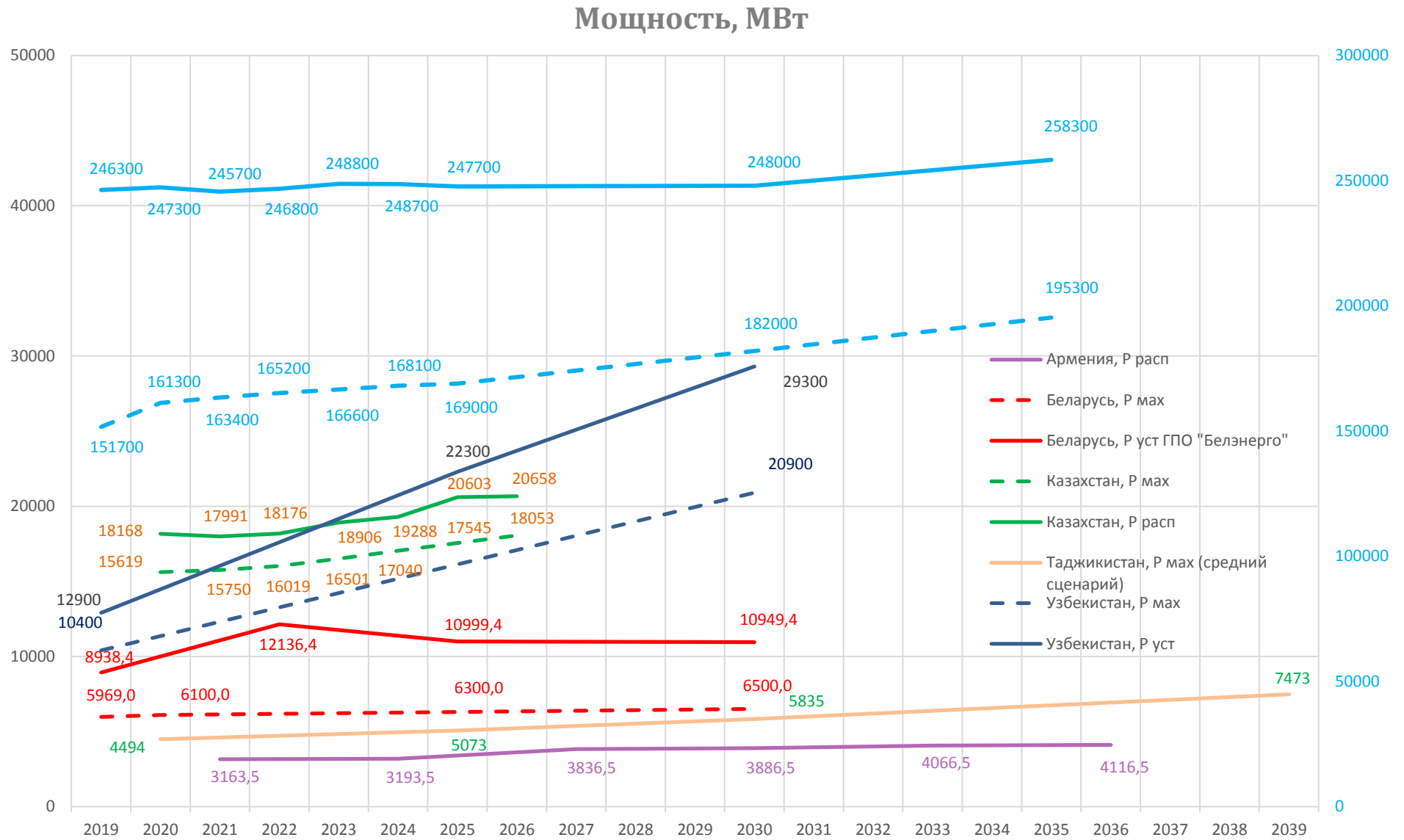
### 3.3. Перечень действующих и планируемых к сооружению объектов электрических сетей

Перечень действующих и планируемых к сооружению объектов электрических сетей	Азербайджанская Республика	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Республика Молдова	Российская Федерация	Республика Таджикистан	Республика Узбекистан
Перечень действующих объектов ЛЭП									
Размещение действующих объектов ЛЭП									
Протяженность действующих объектов ЛЭП									
Пропускная способность действующих объектов ЛЭП									
Номинальная мощность действующих объектов ЛЭП									
Перечень действующих подстанций									
Мощность действующих подстанций									
Перечень планируемых к сооружению объектов ЛЭП									
Срок ввода в эксплуатацию планируемых к сооружению объектов ЛЭП									
Размещение планируемых к сооружению объектов ЛЭП									
Протяженность планируемых к сооружению объектов ЛЭП									
Перечень планируемых к сооружению подстанций									
Мощность планируемых к сооружению подстанций									
Перечень планируемых к модернизации электросетевых объектов									
Модернизируемые параметры									
Перечень планируемых к выводу из эксплуатации электросетевых объектов									

### 3.4. Данные по потреблению и производству электроэнергии.



## 3.5. Данные по мощности.



## **4. Заключение**

### **4.1. Отличительные особенности прогнозных балансов.**

#### **4.1.1 Республика Армения**

Среди особенностей создания прогнозных балансов в Республике Армения можно выделить:

1. Максимальный горизонт прогнозирования – до 2036 года.
2. Прогнозирование осуществляется с использованием специализированного программного обеспечения.
3. Прогнозирование данных на каждый год периода прогноза, указана необходимость пересмотра прогноза каждые 2-3 года для учета происходящих изменений.
4. В части баланса мощности - прогнозирование экспорта мощности, резерва мощности, в т.ч. первичного и вторичного, прогнозирование новых вводов ВИЭ отдельно по видам.
5. В части баланса электроэнергии – прогнозирование потерь, прогнозирование потребления по секторам экономики (с/х, транспорт и т.д.).
6. В части информации о сетевых объектах – есть данные по модернизации ЛЭП и подстанций.

#### **4.1.2 Республика Беларусь**

1. Максимальный горизонт прогнозирования – 2030 г.
2. Баланс электрической энергии дается на 2020, 2025 и 2030 гг., установленной мощности – на 2022, 2025 и 2030 гг.

#### **4.2.3 Республика Казахстан**

1. Информация в п. 2.4 предоставлена компанией KEGOC.
2. Системный оператор ежегодно разрабатывает оперативный прогнозный баланс электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период в соответствии со статьей 15-1 Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике».
3. Долгосрочный прогноз содержится в Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года, утвержденной Постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724, и содержит данные на перспективу 15 лет с реперными точками +10 и +15 лет к моменту составления прогноза (2014 г.).
4. В части прогнозного баланса мощности на 7 лет:
  - деление по составляющим мощности на установленную, располагаемую и неиспользуемую;
  - нет информации по вводам и выводам по типу генерации (ГЭС, ТЭС и т.д.);
  - есть прогноз по необходимому резерву мощности с делением на первичный и вторичный.
5. В части прогнозного баланса электроэнергии на 7 лет – деление производства электроэнергии только на ВИЭ и не-ВИЭ.

#### **4.2.4 Республика Молдова**

Среди особенностей создания прогнозных балансов в Республике Молдова можно выделить обобщенный характер представленной информации без указания конкретных показателей по сравнению с прогнозными балансами других стран, за исключением планируемых к сооружению объектов ЛЭП.

Приложение 5 к Стратегии содержит SWOT-анализ предложенных стратегических вариантов интегрирования электрической системы Республики Молдова в ENTSO-E EC - совместно с Украиной, без Украины, асинхронное интегрирование (станции back-to-back), SWOT-анализ вариантов расширения внутренних мощностей для производства электрической энергии, SWOT-анализ вариантов сделок по электрической энергии и природному газу.

Обращает внимание прогноз роста потребления электроэнергии – с 5829,6 млн.кВтч в 2021 г. до 8490,8 млн.кВтч в 2030 г., величина среднего ежегодного прироста - 4,3%.

#### **4.2.5 Российская Федерация**

1. Применяется многоуровневая система перспективного планирования, которая охватывает различные горизонты и представлена документами с различной степенью детализации.

2. Максимальный горизонт прогнозирования – до 2035 года.

3. Прогнозные показатели спроса в Генеральной схеме представлены с пятилетним интервалом: на 2020, 2025, 2030 и 2035 год в двух сценарных вариантах – базовом и минимальном с детализацией по объединенным энергетическим системам.

4. В части баланса мощности – есть данные по запертой мощности и негарантированной мощности ГЭС.

5. В части баланса электроэнергии – есть данные по экспорту/импорту, потребности для заряда гидроаккумулирующих электростанций, числу часов использованию УМ.

6. В информации о сетевых объектах есть данные по модернизации.

7. Есть топливный баланс – прогноз потребности тепловых электростанций в топливе с пятилетним интервалом до 2035 г.

8. В части функционирования рынка электрической энергии и мощности – есть информация о мерах, направленных на развитие рыночных механизмов.

#### **4.2.6 Республика Таджикистан**

1. Привлечение к прогнозированию сторонних участников - западных компаний, финансирование проекта средствами Азиатского Банка Развития.

2. Максимальный горизонт прогнозирования – до 2039 года.

3. Прогнозирование данных на каждый год периода прогноза.

4. Широкая вариативность – 3 основных варианта развития с различными сценариями внутри каждого варианта.

5. В части баланса мощности - прогнозирование новых вводов ВИЭ отдельно по видам.

6. В части баланса электроэнергии – прогнозирование потерь и потребления по секторам экономики (с/х, транспорт и т.д.).

7. В части информации о сетевых объектах – данные по модернизации ЛЭП и подстанций.

#### **4.2.7. Республика Узбекистан**

1. Максимальный горизонт прогнозирования – до 2039 года.
2. Данные по производству и потреблению электроэнергии, установленной мощности ВИЭ и установленной мощности ГЭС представлены на каждый год периода прогнозирования, остальные – на 2025 и 2030 гг.
3. Есть данные по расходу топлива на выработку электроэнергии.
4. Балансы электроэнергии и мощности как таковые не прогнозируются.
5. Обращает внимание прогноз роста потребления и производства электроэнергии (величина среднего ежегодного прироста – 6,5% и 5,8% соответственно), а также установленной мощности и  $P_{\max}$  в зимний период (величина среднего ежегодного прироста – 6,5% и 7,7% соответственно).

#### **Итоги.**

Подготовленный Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ совместно с участниками Координационного совета и представителями профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ «Обзор опыта государств-участников СНГ по разработке перспективных балансов электрической энергии и мощности энергосистем» продемонстрировал разнообразие подходов в государствах-участниках СНГ к процессу прогнозирования балансов электроэнергии и мощности как в горизонтах прогнозирования, так и в содержании прогнозов, количестве прогнозируемых сценариев, прогнозируемых показателях балансов и т.д. В рассмотренных документах не учтено влияние пандемии COVID-19, которое, скорее всего, потребует существенной корректировки и пересмотра ранее сделанных прогнозов.

Следует отметить, что собираемые по единому шаблону Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ данные о прогнозных балансах и сетевых объектах государств-участников СНГ в соответствии с утвержденным на 37-м заседании ЭЭС СНГ Порядком формирования прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ, хотя и не обладают таким объемом информации, как национальные документы, однако содержат необходимый и достаточный объем информации, которая может дать представление о развитии энергосистем государств-участников СНГ на среднесрочную перспективу, а также могут ежегодно корректироваться, учитывая непредвиденные события, способные привести к существенным изменениям в развитии энергосистем.



**УТВЕРЖДЕНА**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

**Стратегия сотрудничества государств – участников СНГ  
в электроэнергетике до 2030 года (Стратегия 2030)**

**Введение**

Стратегия сотрудничества государств – участников СНГ в электроэнергетике до 2030 года (Стратегия 2030) разработана в связи с истечением срока действия Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики (Стратегия 2020).

Стратегия 2020 была утверждена Решением 40-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 21 октября 2011 года.

После ее принятия Электроэнергетический Совет СНГ организовал сотрудничество по ряду новых направлений деятельности, а также актуализировал документы по отдельным направлениям сотрудничества в электроэнергетике. Это нашло отражение в Изменениях и дополнениях в Стратегию (основные направления) взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики, утвержденных Решением 53-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 2 ноября 2018 года.

В период с 2011 по 2020 годы проводилась работа по формированию и совершенствованию нормативно-правовой базы сотрудничества.

На заседании Совета глав правительств СНГ 20 ноября 2013 года принят Протокол о внесении изменений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года, подготовленный в рамках Электроэнергетического Совета СНГ в соответствии с Решением Совета глав государств СНГ от 9 октября 2009 года «Об Общем положении об органах отраслевого сотрудничества СНГ».

В развитие Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ от 25 ноября 1998 года в Содружестве Независимых Государств приняты межправительственные договоры, разработанные Электроэнергетическим Советом СНГ: Протокол от 30 мая 2012 года о внесении изменений в Договор от 25 ноября 1998 года и Соглашение об обмене информацией об авариях на объектах электроэнергетики государств – участников СНГ от 7 июня 2016 года.

На заседании Совета глав правительств СНГ 7 июня 2016 года также подписано Соглашение о сотрудничестве государств–участников СНГ в области образования в сфере электроэнергетики.

В период действия Стратегии 2020 Электроэнергетическим Советом СНГ утверждено более 90 нормативных технических документов, регламентирующих параллельную работу электроэнергетических систем государств Содружества,

формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ, метрологическое обеспечение электроэнергетической отрасли, а также вопросы сотрудничества государственных органов энергетического надзора, надежности работы оборудования, охраны труда и разработки системы взаимодействия при технологических нарушениях, работы с персоналом, охраны окружающей среды, энергоэффективности, энергосбережения и ВИЭ.

В рамках Электроэнергетического Совета СНГ в соответствии с Меморандумом от 25 мая 2012 года организовано сотрудничество государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ.

В связи с формированием общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ЕАЭС) налажено взаимодействие Электроэнергетического Совета СНГ с Евразийской экономической комиссией (ЕЭК): 10 июня 2016 года утвержден План мероприятий по сотрудничеству, на 53-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ 4 ноября 2018 года подписан Меморандум о сотрудничестве.

Важным шагом в развитии контактов с органами отраслевого сотрудничества Содружества Независимых Государств стало заключение Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ от 24 октября 2014 года. После образования Межгосударственного технического комитета по стандартизации (МТК) «Электроэнергетика» 1 июня 2017 года подписан Протокол о внесении изменений в Соглашение.

22 декабря 2015 года подписано Соглашение о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ.

Электроэнергетический Совет СНГ поддерживал связи с такими международными организациями, как Экономическая и социальная комиссия ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО), Европейская экономическая комиссия ООН (ЕЭК ООН).

В части формирования общего информационного пространства государств – участников СНГ в электроэнергетике осуществлялось развитие и наполнение Интернет-портала Электроэнергетического Совета СНГ, а также Образовательного портала.

За 2011-2020 годы было выпущено около 60 сборников, информационных бюллетеней, обзоров по различным направлениям функционирования электроэнергетики; организован выпуск ежемесячных обзоров специализированных изданий. Регулярно актуализировался Сборник нормативных правовых документов, принятых в рамках Содружества Независимых Государств в области электроэнергетики, путем издания дополнительных выпусков.

Стратегия 2030 разработана на базе Стратегии 2020, основывается на результатах ее реализации и учитывает современное состояние сотрудничества в рамках энергообъединения государств – участников СНГ.

В Стратегии 2030 указана актуальность взаимодействия государств – участников СНГ в рамках Электроэнергетического Совета СНГ, а также определены цели и стратегические задачи по направлениям деятельности.

## **Актуальность сотрудничества и факторы, влияющие на развитие сотрудничества государств – участников Содружества в электроэнергетике**

Главной целью Электроэнергетического Совета СНГ является проведение совместных и скоординированных действий государств Содружества в области электроэнергетики, направленных на обеспечение устойчивого и надежного электроснабжения экономики и населения на основе эффективного функционирования объединения электроэнергетических систем государств – участников СНГ.

Параллельная работа электроэнергетических систем государств – участников СНГ является важным фактором обеспечения надежности и технологической основой интеграционных процессов в электроэнергетике, в том числе для реализации международных договоров и соглашений в рамках Содружества.

На дальнейшее развитие сотрудничества государств – участников Содружества в электроэнергетике и деятельности Электроэнергетического Совета СНГ оказывает влияние ряд факторов.

**Технологический фактор** вызван инновационными направлениями развития электроэнергетики и их влиянием на развитие интеграционных процессов в отрасли. К ним можно отнести:

- внедрение цифровых технологий и технических решений по цифровой трансформации электроэнергетики;

- технологические инновации (технологии производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии, «умные» сети и технологии хранения больших объемов электроэнергии, системы распределенной генерации, активные энергетические комплексы и т.д.).

**Экологический фактор** обусловлен возросшим вниманием в государствах – участниках СНГ к вопросам экологии, энергоэффективности, энергосбережения и развития ВИЭ и ставит перед Электроэнергетическим Советом СНГ следующие задачи:

- содействие в реализации ратифицированных государствами – участниками СНГ международных соглашений в части охраны окружающей среды и сдерживанию климатических изменений, а также реализации Целей устойчивого развития ООН;

- организация совместно с партнерами ЭЭС СНГ проведения анализа, мониторинга и прогноза, а также выработки рекомендаций для интеграции ВИЭ в энергосистемы, повышения энергоэффективности и энергосбережения;

- организация работы по формированию базы данных по наилучшим доступным технологиям в области экологии и энергоэффективности, в том числе по производителям энергетического оборудования с учетом возможностей импортозамещения;

- усиление работы по распространению информации по наилучшим практикам, обмену опытом, в том числе в сфере подготовки кадров в области возобновляемой энергетики и повышения энергоэффективности.

**В сфере подготовки кадров:** потребность в обеспечении электроэнергетической отрасли квалифицированными специалистами и в формировании единого рынка труда, вызванного возрастающей миграцией рабочей

силы, делает необходимой активизацию профессиональных связей в области подготовки персонала, создание совместных программ прогнозирования потребности и подготовки специалистов, а также выявление и внедрение наилучшей практики обучения.

**Интеграционный фактор** определяется происходящими в мире глобализацией и регионализацией и предполагает при взаимодействии государств – участников СНГ учитывать:

во-первых, наличие направлений деятельности и задач, стоящих перед Электроэнергетическим Советом СНГ, которые требуют взаимодействия с другими органами отраслевого сотрудничества Содружества (Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ, Межгосударственного экологического совета государств – участников СНГ, Совета по сотрудничеству в области образования государств – участников СНГ и др.).

во-вторых, создание Евразийского экономического союза (ЕАЭС), в состав которого входит половина государств – участников СНГ, и деятельность его ЕЭК в электроэнергетике пересекается с деятельностью Электроэнергетического Совета СНГ по ряду направлений (формирование общего электроэнергетического рынка, техническое регулирование и межгосударственная стандартизация, вопросы энергоэффективности и развития ВИЭ и др.);

в-третьих, расширение участия государств Содружества в региональных международных организациях (ЕАЭС, Шанхайской организации сотрудничества, Азиатском банке развития и др.), а также в различных структурах ООН (Европейской экономической комиссии ООН, Экономической и социальной комиссии ООН для Азии и Тихого океана);

в-четвертых, расширение международного сотрудничества в электроэнергетике и возникновение новых интеграционных тенденций, например, создание Организации по развитию и сотрудничеству в области глобальной энергетики, основной задачей которой является содействие устойчивому развитию мировой энергетики, разработка проекта «Один пояс - один путь» и проч.

**Стратегия 2030 нацелена** на решение стратегических задач, стоящих перед Электроэнергетическим Советом СНГ и обеспечивающих современное экономическое развитие государств – участников СНГ, а также на разработку новых нормативных актов и подготовку совместных решений по актуальным вопросам сотрудничества в сфере электроэнергетики.

#### **Стратегические задачи:**

- обеспечение надежного функционирования электроэнергетики, как важнейшей составляющей энергетической безопасности государств – участников СНГ;

- развитие технологической основы функционирования электроэнергетики на базе параллельно работающих энергосистем государств – участников СНГ и ее совершенствование на основе передовых энергетических технологий;

- формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ (с учетом формирования и функционирования ОЭР ЕАЭС);

- продолжение работы по обновлению и гармонизации нормативно-технической базы электроэнергетики в рамках СНГ (по всем направлениям деятельности, включая вопросы инновационного и цифрового развития отрасли);

- изучение и обмен опытом, наилучшими практиками и достижениями в электроэнергетической отрасли, включая технологические инновации, с целью выработки рекомендаций по их применению и достижения договоренностей об их распространении в СНГ;

- развитие IT технологий в энергосистемах, используя передовые технологические разработки;

- развитие сотрудничества в сфере профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала, направленное на решение вопросов кадрового обеспечения электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ;

- дальнейшее формирование общего информационного пространства государств – участников СНГ в электроэнергетике;

- усиление взаимодействия с отраслевыми органами сотрудничества Содружества Независимых Государств, расширение сотрудничества с Евразийской экономической комиссией и другими международными организациями.

### **Направления сотрудничества**

#### **Правовое обеспечение сотрудничества государств – участников СНГ в электроэнергетике**

Нормативно-правовой основой сотрудничества государств – участников СНГ в электроэнергетике являются Устав Содружества Независимых Государств и международные договоры/соглашения в рамках СНГ, среди которых базовыми являются Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ от 14 февраля 1992 года (с изменениями, внесенными Протоколом от 22 ноября 2007 года) и Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ от 25 ноября 1998 года (с изменениями, внесенными Протоколом от 30 мая 2012 года).

Сотрудничество в области электроэнергетики осуществляется в соответствии со стратегическими и концептуальными нормативными правовыми актами Содружества Независимых Государств, в том числе по таким вопросам, как использование возобновляемых источников энергии, инновационное развитие энергетики и разработка передовых энергетических технологий, развитие производства высокотехнологичного оборудования.

Информация о ходе выполнения планов первоочередных мероприятий, направленных на реализацию данных документов, регулярно направляется в Исполнительный комитет СНГ.

Продолжится работа по актуализации и гармонизации договорно-правовой базы многостороннего сотрудничества в электроэнергетике с учетом тенденций его развития, а также изменений в законодательствах государств – участников СНГ. Будут также приниматься во внимание международные договоры в области электроэнергетики, заключенные в рамках международных организаций и

интеграционных объединений, членами которых являются государства – участники СНГ.

В целях совершенствования нормативно-правового обеспечения сотрудничества в электроэнергетике Электроэнергетическим Советом СНГ в рамках рабочих структур будет осуществляться разработка нормативных актов различного статуса: международных договоров (проектов), нормативных, нормативных технических и других документов.

Инновационное развитие электроэнергетической отрасли, внедрение передовых энергетических технологий, включая цифровые информационно-коммуникационные технологии, потребуют соответствующего нормативно-правового регулирования, как на национальном уровне, так и в рамках Содружества.

Инвентаризация договорно-правовой базы многостороннего сотрудничества в электроэнергетике будет осуществляться в соответствии с Методическими рекомендациями по инвентаризации международных договоров Содружества Независимых Государств, утвержденных Решением Совета министров иностранных дел СНГ от 27 сентября 2018 года.

В ходе инвентаризации проводится анализ актуальности и эффективности применения международных договоров, и принимаются соответствующие решения по внесению изменений в действующие международные договоры, по принятию новых и по прекращению действия международных договоров.

Особое внимание уделяется сверке учетных данных о статусе международных договоров (дата и место подписания, дата временного применения (при наличии) и вступления в силу для каждой стороны; факт наличия уведомления каждой стороны с выражением согласия на обязательность для нее договора; дата прекращения действия).

### **Инновационное развитие и цифровая трансформация электроэнергетики государств – участников СНГ**

Инновационная деятельность рассматривается как важный фактор экономического роста и развития государств.

Разворачивающаяся комплексная цифровая трансформация экономик государств делает более актуальной задачу разработки и внедрения цифровых технологий в электроэнергетической отрасли.

Взаимодействие государств – участников СНГ в данных направлениях отражено в таких документах Содружества Независимых Государств, как:

Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области инновационного развития и разработки передовых энергетических технологий и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 1 июня 2018 года;

Концепция сотрудничества государств – участников СНГ по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 2 ноября 2018 года;

Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области цифрового развития общества и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 25 октября 2019 года;

Концепция формирования и развития рынка интеллектуальной собственности государств – участников СНГ и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 28 октября 2016 года.

На заседании Совета глав правительств СНГ 6 ноября 2020 года принята Межгосударственная программа инновационного сотрудничества государств – участников СНГ на период до 2030 года.

Последовательным стало Решение 55-го заседания ЭЭС СНГ от 25 октября 2019 года: «Поручить Рабочей группе «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ» изучить опыт работы энергосистем государств-участников СНГ в части цифровой трансформации электроэнергетики и подготовить аналитический доклад о состоянии дел в государствах-участниках СНГ по данному вопросу».

Для исполнения данного Решения Исполнительный комитет организует сбор:

принятых стратегических, концептуальных и программных документов, а также нормативных правовых актов государств – участников СНГ в сфере инноваций и цифровой трансформации экономики в целом и электроэнергетики в отдельности;

информации о наилучших доступных и перспективных цифровых технологиях в электроэнергетике государств – участников СНГ, а также об исследовательских компетенциях;

сведений о наличии пилотных проектов по внедрению цифровых технологий в электроэнергетике государств – участников СНГ;

данных о разработке профессиональных стандартов и образовательных программ для подготовки, переподготовки и повышения квалификации кадров в сфере цифровой электроэнергетики;

другой информации по цифровизации, которая подлежит регулярному обновлению.

Следующим этапом должна стать систематизация имеющегося опыта государств – участников СНГ в цифровой трансформации электроэнергетики и подготовка доклада для представления членам ЭЭС СНГ.

Дальнейшее сотрудничество государств – участников СНГ в области инновационного развития и цифровой трансформации электроэнергетики должно быть соотнесено со стоящими перед Электроэнергетическим Советом СНГ задачами, среди которых: повышение надежности параллельной работы электроэнергетических систем и энергоснабжения государств Содружества; внедрение энергоэффективных технологий; снижение антропогенной нагрузки на окружающую среду и другие.

При наличии заинтересованности государств – участников СНГ подлежат разработке концептуальные документы и рекомендации, основанные на опыте применения цифровых технологий в средствах диспетчерского управления, на объектах сетевого хозяйства, в системах контроля и учета электроэнергии, системах управления распределительными электрическими сетями и в др.

Особое внимание необходимо уделить изучению возможных рисков при внедрении цифровых технологий и инновационных решений в электроэнергетической отрасли, прежде всего тех, которые могут повлиять на надежность параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ.

Сотрудничество в области инновационного развития и цифровой трансформации электроэнергетики в рамках Электроэнергетического Совета СНГ будет также осуществляться в следующих традиционных формах:

организация и проведение международных научно-практических конференций, симпозиумов, семинаров и других мероприятий;

обмен различного рода документами и информацией;

подготовка совместных обзоров, перечней, сборников и других информационных документов/изданий;

изучение и распространение международного опыта, расширение сотрудничества Электроэнергетического Совета СНГ с международными организациями.

При наличии объективных данных на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ будет внесен вопрос о разработке программного документа, определяющего целевое видение и включающего мероприятия по координации инновационного развития и цифровой трансформации электроэнергетики государств – участников СНГ на межгосударственном уровне.

### **Гармонизация и обновление нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ**

Продолжится работа по реализации Концептуальных подходов технического регулирования и стандартизации в области электроэнергетики в рамках Содружества Независимых Государств, утвержденных Решением 51-го заседания ЭЭС СНГ от 4 ноября 2017 года (Концептуальные подходы), которые содержат перечень нормативных правовых актов, регламентирующих деятельность в части технического регулирования и межгосударственной стандартизации в электроэнергетике, задачи и функции Электроэнергетического Совета СНГ и его взаимодействие с Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств, Межгосударственным техническим комитетом (МТК) «Электроэнергетика», а также Евразийской экономической комиссией ЕАЭС.

Деятельность в области межгосударственной стандартизации в электроэнергетике регламентирована:

Соглашением о проведении согласованной политики в области стандартизации, метрологии и сертификации от 13 марта 1992 года и Протоколом от 22 ноября 2007 года о внесении изменений в Соглашение;

Соглашением о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств от 24 октября 2014 года, Протоколом от 1 июня 2017 года о внесении изменений в Соглашение и Планом мероприятий по реализации Соглашения.



По направлениям деятельности Электроэнергетического Совета СНГ работа в области технического регулирования и межгосударственной стандартизации, а также по вопросам цифровой трансформации электроэнергетики будет проводиться профильными рабочими группами. Рабочая группа «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ» осуществляет координацию деятельности профильных рабочих групп ЭЭС СНГ в области технического регулирования и межгосударственной стандартизации в электроэнергетике, а также по решению Электроэнергетического Совета СНГ разработку сводных материалов и формирование базы нормативных технических документов по вопросам цифровизации в электроэнергетике.

### **Координация действий электроэнергетических организаций по обеспечению надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ**

Проведение совместных и скоординированных действий, направленных на обеспечение устойчивой и надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ, а также энергообъединения ЕЭС/ОЭС в целом, является одной из основных задач Электроэнергетического Совета СНГ.

В рамках работы Электроэнергетического Совета СНГ и его рабочих органов будет продолжена разработка и актуализация соответствующих правовых и технических документов, развитие научно-технического сотрудничества.

Решение вопросов координации совместных действий, направленных на обеспечение устойчивой и надежной параллельной работы энергосистем государств – участников СНГ и других государств, энергосистемы которых работают синхронно с объединением энергосистем государств – участников СНГ, возложено на Комиссию по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

КОТК будет выполнять следующие функции:

- согласование принципов управления режимами совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии;
- организация разработки и актуализации технических документов, регламентирующих совместную работу энергосистем;
- анализ оперативно-технологического управления, в том числе системной противоаварийной автоматики и релейной защиты в объединении энергосистем с разработкой соответствующих рекомендаций;
- проведение межсистемных противоаварийных тренировок;
- координация взаимодействия энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемами других стран при подготовке и осуществлении совместной работы.

На обеспечение надежности функционирования энергообъединения и отдельных энергосистем направлены также (см. разделы «Профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации персонала» и «Обеспечение надежности функционирования электроэнергетики государств – участников СНГ, безопасных условий труда работников электроэнергетической отрасли и формирования системы взаимодействия при технологических нарушениях»):

- проведение соревнований оперативного персонала;
- согласование основных принципов и организация разработки единого порядка учета и проведения расследования причин аварий на межгосударственных линиях электропередачи 220 кВ и выше государств – участников СНГ и других государств, энергосистемы которых работают синхронно с объединением энергосистем государств – участников СНГ;
- информационный обмен результатами анализа основных причин аварийности на генерирующих объектах и объектах электрических сетей государств – участников СНГ и других государств, энергосистемы которых работают синхронно с объединением энергосистем государств – участников СНГ;
- анализ долгосрочной перспективы развития электроэнергетики государств – участников СНГ и подготовка предложений/рекомендаций по формированию совместных инвестиционных программ и содействие в их реализации;
- обмен опытом на заседаниях рабочих органов ЭЭС СНГ, а также на семинарах, конференциях по вопросам интеллектуализации энергосистем, в частности, по вопросам: развитие генерирующих источников на основе ВИЭ и требования к ним при их работе в составе энергосистемы; цифровизация подстанций, микропроцессорных защит и противоаварийной автоматики, обладающих повышенной чувствительностью и селективностью; расчет областей допустимых режимов энергообъединения в темпе процесса на информации о текущих режимах с помощью высокопроизводительных вычислительных устройств; развитие системы синхронного векторного измерения режимных параметров с целью мониторинга переходных процессов и управления режимами, в том числе телеуправления объектами энергосистемы.

Важной составляющей должен стать мониторинг новых тенденций развития электроэнергетики (технологические инновации, цифровизация и др.) и анализ их влияния на развитие интеграционных процессов в отрасли.

### **Формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ**

С целью формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ (ОЭР СНГ) на основе Концепции формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ, утвержденной Решением Совета глав правительств СНГ от 25 ноября 2005 года, и Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ от 25 мая 2007 года с учетом участия ряда государств Содружества в формировании общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ОЭР ЕАЭС) будет осуществляться деятельность Рабочей группы «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка стран СНГ» по разработке правил и других документов, регулирующих функционирование ОЭР СНГ.

Технологической основой ОЭР СНГ является параллельная работа энергосистем государств – участников Содружества.

Продолжится взаимодействие с Евразийской экономической комиссией в соответствии с Меморандумом о сотрудничестве от 2 ноября 2018 года и утвержденным 10 июня 2016 года Планом мероприятий по сотрудничеству.

В целях гармонизации концептуальных положений документов по формированию ОЭР СНГ и ОЭР ЕАЭС будет уточнен Актуализированный Сводный План-график формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ, утвержденный Решением 50-го заседания ЭЭС СНГ от 21 октября 2016 года.

В дальнейшем возможно расширение объединенного рыночного пространства путем интеграции электроэнергетических рынков государств – участников СНГ и других стран.

**Обеспечение надежности функционирования электроэнергетики государств – участников СНГ, безопасных условий труда работников электроэнергетической отрасли и формирования системы взаимодействия при технологических нарушениях**

Основными составляющими электроэнергетической безопасности являются:

- обеспечение надежного функционирования электроэнергетики, доступности электроэнергии для экономики и населения, в том числе за счет внедрения интеллектуальных систем управления и цифровой трансформации электроэнергетической отрасли;

- предотвращение развития аварийных ситуаций, связанных с эксплуатацией объектов электроэнергетики;

- предотвращение крупных нарушений электроснабжения потребителей электрической энергии, имеющих общегосударственное и региональное значение.

Предотвращение развития и ликвидация крупных аварийных нарушений электроснабжения является важным аспектом надежности функционирования энергосистем и связывается с обеспечением живучести энергосистем. Для решения этой задачи, наряду с общими мероприятиями по поддержанию надежности, предусматривается система противоаварийного управления, направленная на ограничение развития аварий и скорейшую ликвидацию возникшего нарушения с восстановлением нормального режима. Данные вопросы рассматриваются в рамках координации действий электроэнергетических организаций по обеспечению надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ. Система взаимодействия при технологических нарушениях направлена на организацию аварийно-восстановительных мероприятий и мероприятий по ликвидации последствий аварий.

Формирование системы надежности в электроэнергетике должно базироваться на следующем:

- цифровизации объектов электроэнергетики и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий;

- модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующегося, морально и физически устаревшего электрооборудования;

- централизации и иерархической организации оперативно-технологического управления внутри энергосистем, а также на оперативном взаимодействии между энергосистемами;

- определении сроков и объемов ремонтов электрооборудования и

производственных зданий объектов электроэнергетики с учетом фактического технического состояния, а также совершенствовании организации технического обслуживания и ремонта энергооборудования на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом;

- строгом выполнении требований нормативных и организационно-распорядительных документов в области электроэнергетики;

- совместимости технической и нормативной базы электроэнергетики государств – участников СНГ.

Формирование системы взаимодействия при технологических нарушениях является одной из основ надежной и оперативной ликвидации аварийного нарушения электроснабжения потребителей с учетом подготовки оперативного и оперативно-ремонтного персонала к устранению массовых нарушений электроснабжения в условиях воздействия неблагоприятных природных факторов.

Формирование системы взаимодействия при технологических нарушениях будет осуществляться путем мониторинга организации взаимопомощи при проведении аварийно-восстановительных работ на объектах электроэнергетики государств – участников СНГ, разработки перечня вопросов, необходимых для создания системы взаимодействия электроэнергетических компаний государств – участников СНГ по предупреждению и ликвидации крупных технологических нарушений и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и разработки проекта системы взаимодействия.

Важнейшей задачей электроэнергетики является обеспечение безопасных условий труда персонала отрасли, внедрение мероприятий по снижению уровня травматизма, предотвращению смертельных, групповых и тяжелых несчастных случаев. Она решается путем разработки нормативных, правовых и технических документов, рекомендаций и других материалов, а также путем подготовки предложений по разработке и пересмотру межгосударственных стандартов в области обеспечения безопасных условий труда в соответствии с Соглашением о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ от 24 октября 2014 года с изменениями, внесенными Протоколом от 1 июня 2017 года.

В рамках Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях планируется обмен передовым опытом в области надежности работы электроэнергетического оборудования и охране труда, выпуск информационных бюллетеней с обзором случаев аварийности и травматизма и планов мероприятий по их предотвращению в электроэнергетических системах государств – участников СНГ.

### **Метрологическое обеспечение электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ**

Работа по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ и повышению его эффективности осуществляется Рабочей группой по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ (РГМ) в соответствии с договоренностями в рамках Электроэнергетического Совета СНГ об организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств.

В целях обеспечения единства и точности измерений параметров качества электрической энергии, передаваемой по межгосударственным линиям электропередачи государств – участников СНГ, РГМ продолжится разработка нормативных технических документов (методик, рекомендаций и других материалов).

Одним из главных направлений развития метрологического обеспечения электроэнергетического комплекса государств – участников СНГ должна стать цифровизация проводимых измерений. При этом обработка результатов измерений, выполняемая в цифровом виде, не требует метрологического рассмотрения и обслуживания.

Объединение в единую сеть множества разнотипных генераторов и потребителей с электроустановками различного принципа действия усложняет технологический процесс в электроэнергетике генерация-транспортировка-потребление, что приводит к необходимости измерения дополнительных параметров и характеристик, дальнейшему развитию и применению новых технологий в области цифровизации электрических измерений.

Современное развитие электроники, микропроцессоров и программного обеспечения, разработка новых методик и средств измерений обеспечивают возможности практического внедрения более точных и информативных технологий в области метрологии. В этих условиях возрастает роль стандартизации подходов и решений, что потребует от РГМ планирования и разработки новых методов, требований и стандартов на стыке метрологии/цифровизации.

Работа в области межгосударственной стандартизации метрологического обеспечения электроэнергетической отрасли будет проводиться в соответствии с Соглашением о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ от 24 октября 2014 года с изменениями, внесенными Протоколом от 1 июня 2017 года.

Продолжится мониторинг нормативных технических документов, проводимый в соответствии с Рекомендациями по проведению мониторинга применения в производственной деятельности энергосистем государств – участников СНГ нормативных технических документов в области метрологии электрических измерений и учета электроэнергии, утвержденными Решением 50-го заседания ЭЭС СНГ от 21 октября 2016 года.

В целях повышения квалификации специалистов-метрологов РГМ совместно с научными, научно-производственными, учебными учреждениями и организациями продолжит проведение международных научно-технических семинаров, конференций и других мероприятий по вопросам метрологического обеспечения отрасли, обмен опытом путем посещения объектов электроэнергетики в период проведения заседаний РГМ, ознакомление с международным опытом в области измерения показателей качества электрической энергии.

### **Взаимодействие органов государственного энергетического надзора государств – участников СНГ**

Взаимодействие органов государственного энергетического надзора государств Содружества осуществляется в рамках Комиссии по координации сотрудничества

государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ (КГЭН) в соответствии с Меморандумом о сотрудничестве государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ от 25 мая 2012 года.

Важнейшим направлением деятельности КГЭН является обеспечение единых подходов к вопросам технической эксплуатации и техники безопасности при эксплуатации электро- и теплоустановок путем разработки нормативных технических документов (правил, методик, рекомендаций и других документов).

Одним из направлений взаимодействия органов энергетического надзора является проведение научно-практических семинаров и конференций, обмен опытом работы, а также содействие в повышении квалификации специалистов, осуществляющих государственный энергетический надзор.

Будет продолжена работа по реализации Меморандума о сотрудничестве от 25 мая 2012 года в части:

- оказания взаимного содействия в публикациях исследовательских, аналитических, учебно-методических, информационных и иных тематических работ и материалов в печатных изданиях, а также в размещении их на веб-сайтах;

- обеспечения обмена информацией о проводимых в государствах – участниках СНГ тематических мероприятиях, а также мероприятиях, проводимых третьими сторонами, представляющих интерес;

- приглашения на конференции, форумы и другие мероприятия, связанные с сотрудничеством в согласованных областях деятельности энергетического надзора.

### **Профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации персонала**

Электроэнергетическим Советом СНГ придается большое значение вопросам кадрового обеспечения электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ. Значимость профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала возрастает в рамках Содружества в связи с активизацией миграции специалистов, которая требует решения вопросов профессиональной адаптации и взаимного признания документов об образовании.

Работа проводится Рабочей группой по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ в соответствии с межправительственным Соглашением о сотрудничестве государств – участников СНГ в области образования в сфере электроэнергетики от 7 июня 2016 года и Межгосударственным стандартом «Организация работы с персоналом в электроэнергетике государств-участников СНГ» (ГОСТ 33066-2014).

Основная деятельность Рабочей группы будет направлена на изучение, анализ и организацию применения передового опыта по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике, разработку нормативных, правовых и технических документов, рекомендаций, справок и других материалов в условиях развития цифровой экономики.

Важной составляющей деятельности Рабочей группы будет взаимодействие и проведение совместных мероприятий с федеральным государственным бюджетным образовательным учреждением высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» – базовой организацией государств – участников СНГ по подготовке, профессиональной переподготовке и повышению

квалификации кадров в сфере электроэнергетики, а также привлечение других научных и учебных учреждений/организаций государств – участников СНГ к более активному сотрудничеству. Актуальной задачей в этом направлении является развитие международной коммуникации, построение горизонтальных связей между университетами и базовыми организациями государств – участников СНГ для реализации приоритетов научно-технического развития и подготовки кадров, обсуждение актуальных вопросов и перспектив межгосударственного сотрудничества.

Предполагается в рамках деятельности Рабочей группы формирование и обмен материалами об инновационных проектах и программах по подготовке специалистов в сфере электроэнергетики, разрабатываемых и применяемых в государствах – участниках СНГ. Необходимыми условиями развития сотрудничества в этих направлениях являются совершенствование механизмов взаимодействия при разработке и внедрении информационно-коммуникационных технологий, разработка рекомендаций по созданию цифровой платформы межгосударственного инновационного сотрудничества, дальнейшая гармонизация законодательств государств – участников СНГ в области подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала.

Продолжится работа по организации и проведению международных соревнований профессионального мастерства, международных учебных и научно-технических семинаров, конференций, конкурсов, выставок и других мероприятий по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров, а также подготовке материалов по результатам проведенных мероприятий для публикации и применения.

Организация конкурсов профессионального мастерства, в том числе с применением международных стандартов и с использованием современных тренажеров, станет дополнительной возможностью специальной индивидуальной подготовки персонала электроэнергетики. Отдельное внимание будет уделено проведению международных молодежных конкурсов «Инновации в электроэнергетике».

Инновационными направлениями деятельности Рабочей группы станут разработка документов по методическому сопровождению создания и функционирования психофизиологического обеспечения надежности профессиональной деятельности персонала, подготовка материалов по наполнению открытой базы данных современных аппаратно-программных средств для обучения персонала, при организации и проведении Международных соревнований - использование тренажеров, основанных на 3-D моделировании.

### **Координация совместных действий в области экологии, энергоэффективности и ВИЭ**

Данная деятельность будет осуществляться в рамках Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ в соответствии со следующими международными договорами и нормативными правовыми актами Совета глав правительств СНГ:

Соглашение о сотрудничестве государств – участников Содружества Независимых Государств в области энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года;

Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года;

Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 1 июня 2018 года;

Концепция сотрудничества государств – участников СНГ по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 2 ноября 2018 года.

Будет продолжен сбор и анализ данных по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности, энергосбережения и ВИЭ государств – участников СНГ в рамках регулярных двухгодичных сводных отчетов.

В состав сводных отчетов будет включена информация о правовом регулировании отношений государств – участников СНГ в сфере энергоэффективности и энергосбережения, возобновляемой энергетики и защиты окружающей среды, а также об изданных докладах, обзорах, отчетах по тематике.

В них также будут отражены вопросы устойчивого развития, трансформации энергетических систем, внедрения инновационных (передовых) технологий в энергетике, приоритетных направлений развития ВИЭ и «зеленой» энергетики.

Информация об участии государств – участников СНГ в Парижском соглашении по климату, качественных и количественных характеристиках обязательств государств Содружества, национальной законодательной базе по реализации Парижского соглашения, а также о нормативно-методическом обеспечении перехода объектов электроэнергетики на наилучшие доступные технологии (НДТ) с учетом перехода на цифровую экономику будет представлена в регулярно обновляемых аналитических обзорах.

Продолжится практика проведения конференций, семинаров, круглых столов, выставок и других мероприятий по вопросам энергоэффективности и ВИЭ, а также обмен опытом, информацией о технических достижениях в области экологии на предприятиях электроэнергетики.

Особое внимание будет уделяться исполнению меморандумов/соглашений о сотрудничестве с отраслевыми органами СНГ и международными организациями, а также планов мероприятий по их реализации в части экологии, энергоэффективности и развития ВИЭ.

**Анализ долгосрочной перспективы развития электроэнергетики государств – участников СНГ, содействие в формировании совместных инвестиционных проектов и их реализации**

Предполагается рассмотреть на заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ тематическую информацию о системе перспективного планирования и развития энергосистем государств – участников СНГ и их нормативно-правовом обеспечении (Планы по развитию до 2035 года, включая перспективные балансы энергосистем, планы по вводу, модернизации, финансирования строительства



генерирующего оборудования, развития электрических сетей, мероприятия по развитию АЭС, ГЭС, СЭС, ВЭС и др.).

Продолжится работа по сбору прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств – участников СНГ в соответствии с Порядком, утвержденным Решением 37-го заседания ЭЭС СНГ от 28 мая 2010 года, который подлежит актуализации.

### **Формирование общего информационного пространства государств – участников СНГ в области электроэнергетики и развитие Интернет-портала Электроэнергетического Совета СНГ**

Будет проводиться работа по наполнению и актуализации Интернет-портала Электроэнергетического Совета СНГ по всем направлениям деятельности, а также Образовательного портала.

Продолжится издание различных сборников, бюллетеней, обзоров и других информационных изданий (нормативных правовых документов, тематических, статистических).

### **Взаимодействие с органами отраслевого сотрудничества СНГ, международными и иными организациями**

#### **Взаимодействие с органами отраслевого сотрудничества СНГ**

Продолжится взаимодействие с Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ и Межгосударственным экологическим советом государств – участников СНГ на основе соглашений о сотрудничестве и регулярно обновляемых планов мероприятий по их реализации; возможно расширение такого взаимодействия, например, с Советом по сотрудничеству в области образования государств – участников СНГ и др.

#### **Сотрудничество с Евразийской экономической комиссией**

Продолжится взаимодействие в соответствии с заключенным Меморандумом о сотрудничестве от 2 ноября 2018 года и утвержденным 10 июня 2016 года Планом мероприятий по сотрудничеству; его расширение целесообразно осуществлять по пересекающимся вопросам деятельности ЭЭС СНГ и ЕЭК, таким как техническое регулирование и межгосударственная стандартизация, развитие ВИЭ.

#### **Сотрудничество с международными организациями ООН**

Продолжится сотрудничество с Европейской экономической комиссией ООН и Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана в соответствии с заключенными Соглашениями о взаимопонимании от 25 апреля 2014 года и от 18 июня 2015 года.

#### **Еврэлектрик**

При заинтересованности продолжится взаимодействие Сторон в соответствии с имеющимися договоренностями.

#### **Энергетическая Хартия**

Электроэнергетический Совет СНГ продолжит участие в Энергетической Хартии в качестве наблюдателя.

**План мероприятий  
по выполнению Стратегии сотрудничества  
государств-участников СНГ в электроэнергетике до 2030 года**

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
<b>1.</b>	<b>Правовое обеспечение сотрудничества государств – участников СНГ в электроэнергетике</b>		
1.1.	Представление в Исполнительный комитет СНГ информации о ходе выполнения планов первоочередных мероприятий по реализации стратегических и концептуальных нормативных правовых актов СНГ по вопросам использования возобновляемых источников энергии, инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий, развития производства высокотехнологичного оборудования.	По запросам Исполнительного комитета СНГ	Профильные министерства государств – участников СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
1.2.	Правовое обеспечение разработки в рамках Электроэнергетического Совета СНГ нормативных актов различного статуса: международных договоров (проектов), нормативных, нормативных технических и других документов, а также прохождения ими установленных процедур.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
1.3.	Инвентаризация договорно-правовой базы многостороннего сотрудничества в электроэнергетике в соответствии с Методическими рекомендациями по инвентаризации международных договоров Содружества Независимых Государств, утвержденных Решением Совета министров иностранных дел СНГ от 27 сентября 2018 года.	В соответствии с распоряжением Председателя Исполнительного комитета – Исполнительного секретаря СНГ	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства государств – участников СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
1.4.	Ведение списка межправительственных договоров и соглашений в области электроэнергетики в рамках СНГ, сбор и систематизация сведений о межправительственных договорах и соглашениях в области электроэнергетики в рамках СНГ, формируемых на базе данных Исполнительного комитета СНГ, их публикация в выпусках Сборников нормативных правовых документов, принятых в рамках Содружества Независимых Государств в области электроэнергетики.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
<b>2.</b>	<b>Инновационное развитие и цифровая трансформация электроэнергетики государств – участников СНГ</b>		
2.1.	Изучение опыта работы энергосистем государств – участников СНГ и проводимой работы по совершенствованию нормативной базы в части цифровой трансформации электроэнергетики.	Постоянно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ», Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
2.2.	Организация сотрудничества государств – участников СНГ в цифровой трансформации электроэнергетики.	2021-2030 годы	Рабочая группа «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ», Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
2.3.	Изучение и распространение международного опыта и передовых навыков энергосистем государств – участников СНГ; организация и проведение международных научно-практических конференций, симпозиумов, семинаров и других мероприятий.	Постоянно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ», Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
<b>3.</b>	<b>Гармонизация и обновление нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ</b>		
3.1.	Взаимодействие с Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств и Межгосударственным техническим комитетом (МТК) «Электроэнергетика» в соответствии с Соглашением о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ от 24 октября 2014 года и Протоколом от 1 июня 2017 года о внесении изменений в Соглашение.	В соответствии с Планами работы по реализации Соглашения	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, государств – участников СНГ, Рабочая группа «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ», Рабочая группа по метрологическому обеспечению отрасли СНГ (РГМ).
3.2.	Участие в рассмотрении и разработке межгосударственных стандартов в области электроэнергетики.	При наличии разработок	Профильные министерства, государств – участников СНГ, Рабочая группа «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ», профильные рабочие группы, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
3.3.	Ведение и обновление Реестра нормативных технических документов по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
3.4.	Участие в подготовке и проведении международных конференций, семинаров, круглых столов, совещаний и других тематических мероприятий в области стандартизации в электроэнергетике.	Постоянно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ», Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
<b>4.</b>	<b>Координация действий электроэнергетических организаций по обеспечению надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ</b>		
4.1.	Организация разработки и актуализации технических документов, регламентирующих совместную работу энергосистем государств – участников СНГ и других государств в рамках энергообъединения ЕЭС/ОЭС.	В соответствии с Планами работы КОТК	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).
4.2.	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии.	В соответствии с Планами работы КОТК	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
4.3.	Обмен опытом на заседаниях рабочих органов ЭЭС СНГ, а также на семинарах, конференциях по вопросам интеллектуализации энергосистем.	Постоянно	Профильные рабочие группы и другие органы ЭЭС СНГ.
<b>5.</b>	<b>Формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ</b>		
5.1.	Внесение изменений в Актуализированный Сводный План-график формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ, утвержденный Решением 50-го заседания ЭЭС СНГ от 21 октября 2016 года, и его реализация.	2021-2030 годы	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка стран СНГ».
5.2.	Взаимодействие с ЕЭК и реализация Меморандума о сотрудничестве между Евразийской экономической комиссией и Электроэнергетическим Советом СНГ от 2 ноября 2018 года и утвержденного 10 июня 2016 года Плана мероприятий по сотрудничеству в части формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ.	2021-2030 годы	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Рабочая группа «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка стран СНГ».

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
5.3.	Подготовка предложений о внесении изменений в Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ от 25 мая 2007 года.	В соответствии с Актуализированным Сводным Планом-графиком	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка стран СНГ», Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.



№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
<b>6.</b>	<b>Обеспечение надежности функционирования электроэнергетики государств – участников СНГ, безопасных условий труда работников электроэнергетической отрасли и формирования системы взаимодействия при технологических нарушениях</b>		
6.1.	Разработка нормативных, правовых и технических документов, рекомендаций и других материалов, а также подготовка предложений по разработке и пересмотру межгосударственных стандартов по формированию системы надежности работы оборудования и обеспечению безопасных условий труда в электроэнергетике.	В соответствии с Планами работы Рабочей группы	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
6.2.	Выпуск Обзоров аварийности и травматизма в электроэнергетических системах государств-участников СНГ, включающих вопросы предупреждения и ликвидации крупных технологических нарушений и нештатных ситуаций на объектах электроэнергетики государств-участников СНГ.	Ежегодно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ.
6.3.	Выпуск информационных бюллетеней характерных технологических нарушений по итогам прохождения ОЗП.	Ежегодно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
6.4.	Организация проведения научно-практических семинаров по основным направлениям технической деятельности в электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.	Ежегодно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
<b>7.</b>	<b>Метрологическое обеспечение электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ</b>		
7.1.	Разработка нормативных технических документов в области метрологического обеспечения электроэнергетики, включая вопросы цифровизации электрических измерений.	В соответствии с Планами работы РГМ	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ (РГМ), Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
7.2.	Мониторинг применения в государствах – участниках СНГ нормативных технических документов в области электрических измерений и учета электроэнергии, принятых в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.	Ежегодно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ (РГМ), Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
7.3.	Проведение совместно с научными, производственными и другими организациями и учреждениями международных научно-технических семинаров, конференций и других мероприятий в области метрологии, измерения, учета и оценки качества электрической энергии, а также организация посещения объектов электроэнергетики в целях обмена опытом.	Постоянно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ (РГМ), Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
<b>8.</b>	<b>Взаимодействие органов государственного энергетического надзора государств – участников СНГ</b>		
8.1.	Разработка нормативных технических документов в области правил устройства и техники безопасности при эксплуатации электрических, тепловых и газовых установок.	В соответствии с Планами КГЭН	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ,  Комиссия по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ (ГКЭН),  Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
8.2.	Разработка нормативных документов в сфере деятельности органов энергетического надзора по проведению единой надзорной политики в части безопасного обслуживания оборудования электрических, тепловых и газовых установок, электростанций и сетей, энергоснабжающих организаций и организации профилактической работы по предупреждению травматизма.	В соответствии с Планами КГЭН	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ,  Комиссия по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ (ГКЭН),  Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
8.3.	Мониторинг применения в государствах-участниках СНГ нормативных технических документов, разработанных Комиссией по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ и принятых Электроэнергетическим Советом СНГ.	Постоянно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Комиссия по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ (ГКЭН), Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
8.4.	Организация и проведение семинаров, конференций, круглых столов с привлечением ученых и специалистов государств – участников СНГ по вопросам, связанным с энергетическим надзором.	Постоянно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Комиссия по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ (ГКЭН), Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
<b>9.</b>	<b>Профессиональная подготовка, переподготовка и повышение квалификации персонала</b>		
9.1.	Разработка проектов нормативных, правовых и технических документов, рекомендаций, справок и других материалов в области подготовки, переподготовки и повышения квалификации специалистов в сфере электроэнергетики государств–участников СНГ.	В соответствии с Планами работы Рабочей группы	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
9.2.	Проведение анализа нормативного правового обеспечения профессионального обучения электроэнергетиков государств - участников СНГ.	Ежегодно	Рабочая группа по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
9.3	Актуализация базы данных современных аппаратно-программных средств для обучения персонала	Ежегодно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
9.4.	Организация и проведение Международных соревнований, конкурсов профессионального мастерства специалистов электроэнергетической отрасли.	Ежегодно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Оргкомитет Международных соревнований.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
9.5.	Организация и проведение международных конференций, электроэнергетических семинаров, а также семинаров-практикумов с использованием дистанционных форм обучения персонала в электроэнергетике государств-участников СНГ.	В соответствии с Планами мероприятий ЭЭС СНГ и Планами Рабочей группы	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
9.6.	Организация и проведение Международных молодежных конференций.	В соответствии с Планами мероприятий ЭЭС СНГ	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
<b>10.</b>	<b>Координация совместных действий в области экологии, энергоэффективности и ВИЭ</b>		
10.1.	Разработка Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ.	Раз в два года	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ.
10.2.	Актуализация Аналитического обзора об участии государств – участников СНГ в Парижском соглашении по климату, принятом в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата.	Раз в три года	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
10.3.	Взаимодействие с органами отраслевого сотрудничества СНГ, международными и иными организациями по вопросам экологии, энергоэффективности и развития ВИЭ в соответствии с меморандумами/соглашениями о сотрудничестве.	В соответствии с Планами реализации меморандумов/соглашений	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.



№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
10.4.	Подготовка информации о ходе выполнения планов первоочередных мероприятий по реализации стратегических и концептуальных нормативных правовых актов СНГ по вопросам использования возобновляемых источников энергии, инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий, развития производства высокотехнологичного оборудования.	По запросу Исполнительного комитета СНГ	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
10.5.	Проведение семинаров, конференций, круглых столов выставок и других мероприятий по вопросам энергоэффективности и ВИЭ, а также обмен опытом, информацией о технических достижениях в области экологии на предприятиях электроэнергетики.	Постоянно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
<b>11.</b>	<b>Анализ долгосрочной перспективы развития электроэнергетики государств – участников СНГ, содействие в формировании совместных инвестиционных проектов и их реализации</b>		
11.1.	Сбор и представление информации о национальных программах, перспективных планах, стратегиях и др. по развитию электроэнергетики государств-участников СНГ на долгосрочную перспективу.	Постоянно	Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Координационный совет по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
11.2.	Сбор и обобщение информации о планах и проектах/ проектных предложениях по перспективному развитию энергетической инфраструктуры и усилению трансграничных связей энергообъединения ЕЭС/ОЭС, в том числе с другими странами.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Координационный совет по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
11.3.	Сбор прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ, согласование и внесение на рассмотрение ЭЭС СНГ сводных прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ.	Ежегодно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Координационный совет по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики.
11.4.	Сбор и размещение на Интернет-портале Электроэнергетического Совета СНГ информации об инвестиционных энергетических проектах в государствах-участниках СНГ на основе Макета, утвержденного Решением 38-го заседания ЭЭС СНГ от 15 октября 2010 года.	По мере поступления информации	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ.
<b>12.</b>	<b>Формирование общего информационного пространства государств – участников СНГ в области электроэнергетики и развитие Интернет-портала Электроэнергетического Совета СНГ</b>		
12.1.	Развитие и наполнение информационно-телекоммуникационной системы (Интернет-портала) Электроэнергетического Совета СНГ.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
12.2.	Развитие и наполнение Образовательного портала Электроэнергетического Совета СНГ.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ, Рабочая группа по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ..
12.3.	Организация и проведение конкурсов на лучшее печатное издание государств-участников СНГ.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ, Профильные министерства, электроэнергетические компании государств – участников СНГ.
12.4.	Выпуск различных сборников, бюллетеней, обзоров и других информационных изданий по направлениям функционирования электроэнергетики в государствах – участниках СНГ и деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.	Постоянно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
<b>13.</b>	<b>Взаимодействие с органами отраслевого сотрудничества СНГ, международными и иными организациями</b>		
13.1.	<b>Взаимодействие с органами отраслевого сотрудничества Содружества Независимых Государств:</b>		
13.1.1.	Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ	В соответствии с Соглашением о сотрудничестве и планами его реализации	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.1.2.	Межгосударственным экологическим советом государств – участников СНГ	В соответствии с Соглашением о сотрудничестве и планами его реализации	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.2.	<b>Сотрудничество с Евразийской экономической комиссией</b>	В соответствии с Меморандумом о сотрудничестве и Планом мероприятий	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.3.	<b>Сотрудничество с международными организациями:</b>		
13.3.1.	Европейской экономической комиссией ООН (ЕЭК ООН)	В соответствии с Соглашением о сотрудничестве	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.3.2.	Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО ООН)	В соответствии с Планами мероприятий ЭЭС СНГ	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

№ п/п	Наименования мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
13.3.3.	Международным агентством по возобновляемой энергетике IRENA	В соответствии с Соглашением о сотрудничестве	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.3.4.	Международной некоммерческой ассоциацией «Всемирная сеть по возобновляемой энергетической политике 21-го века - REN 21»	В соответствии с Планами мероприятий ЭЭС СНГ	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.3.5.	Международным Советом по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ)	В соответствии с Планами мероприятий ЭЭС СНГ	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.3.6.	Мировым Энергетическим Советом (МИРЭС)	В соответствии с Планами мероприятий ЭЭС СНГ	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.
13.3.7.	Энергетической Хартией	Постоянно, в качестве наблюдателя	Электроэнергетический Совет СНГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

**УТВЕРЖДЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

**ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ НА 2021год**

№ п/п	Наименование мероприятия
<b>1. РАЗРАБОТКА, УТВЕРЖДЕНИЕ (ОДОБРЕНИЕ) ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОВЕТОМ СНГ ПРОЕКТОВ ДОКУМЕНТОВ.</b>	
1.	Проект Порядка урегулирования величин отклонений межгосударственных перетоков электрической энергии от согласованных значений.
2.	Проект Рекомендаций по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям.
3.	Проект Рекомендаций по методикам проведения электрофизических измерений и испытаний электроустановок.
4.	Проект Концепции развития метрологического обеспечения цифровых подстанций.
5.	Проект Методических рекомендаций по формированию цифровой среды дополнительного профессионального образования и профессионального обучения персонала энергетических компаний государств-участников СНГ.
6.	Проект «Атласа новых профессий в электроэнергетической отрасли».
7.	Проект Методических рекомендаций по подготовке персонала по ликвидации последствий реализации антропогенных рисков и оказанию первой (доврачебной) помощи.
8.	Проект Методических рекомендаций по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся, устаревших морально и физически устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем.
9.	Проект Методических рекомендаций по организации работ по ремонту и техническому обслуживанию электроустановок под рабочим напряжением до 10 кВ и наведенным напряжением.
10.	Проект Методических рекомендаций по определению сроков и объема ремонтов электрооборудования и производственных зданий объектов электросетевого хозяйства с учетом фактического технического состояния для организаций электроэнергетики государств-участников СНГ.

11.	Проект Методических рекомендаций по совершенствованию организации технического обслуживания и ремонта энергооборудования ТЭС и котельных на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом.
12.	Доклад о состоянии дел в государствах-участниках СНГ по вопросу цифровой трансформации электроэнергетики.
13.	Предложения по разработке, обновлению, отмене межгосударственных стандартов в области электроэнергетики.
14.	Прогнозные данные о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ на 2022-2025 гг.
15.	Проект Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2019-2020 гг.
16.	Актуализация Аналитического обзора об участии государств-участников СНГ в Парижском соглашении по климату, принятом в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата.
17.	Справка о ходе реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики и Плана первоочередных мероприятий по ее реализации.
18.	Справка о ходе реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и Плана первоочередных мероприятий по ее реализации.
19.	Участие в реализации стратегических и концептуальных документов Содружества Независимых Государств, в которых Электроэнергетический Совет СНГ является соисполнителем мероприятий.
20.	Справка о ходе выполнения Плана мероприятий по выполнению Стратегии сотрудничества государств-участников СНГ в электроэнергетике до 2030 года.
21.	Проект Плана работы Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ на 2022-2024 гг.
22.	Проект Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2022-2024 гг.
23.	Проект Плана мероприятий по реализации Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств на 2022-2024 годы.
<b>2. РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИМ ЭНЕРГОСИСТЕМАМ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ.</b>	
1.	Проекты документов в соответствии с Планом работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).



<b>3. ФОРМИРОВАНИЕ И НАПОЛНЕНИЕ ЕДИНОГО ИНФОРМАЦИОННОГО ПРОСТРАНСТВА В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ.</b>	
<b>3.1. Подготовка и выпуск информационно-аналитических и других материалов:</b>	
1.	Сборник нормативных правовых документов, принятых в рамках Содружества Независимых Государств в области электроэнергетики (очередной выпуск).
2.	Выпуск Обзора аварийности и травматизма в электроэнергетических системах государств-участников СНГ, включающих вопросы предупреждения и ликвидации крупных технологических нарушений и нештатных ситуаций на объектах электроэнергетики государств-участников СНГ за 2020 год.
3.	Выпуск информационного бюллетеня характерных технологических нарушений по итогам прохождения ОЗП 2020-2021 гг.
4.	Информационный бюллетень «Технико-экономические показатели работы электроэнергетики СНГ и Европейского Союза».
5.	Ежеквартальный информационный бюллетень «Электроэнергетика государств-участников СНГ. Основные показатели работы энергосистем».
6.	Информационный бюллетень «Технологии электроэнергетики».
7.	Обзор «Тарифы на электроэнергию и цены на топливо в государствах-участниках СНГ».
8.	Сборник «Электроэнергетика Содружества Независимых Государств 2010-2020».
9.	Обзор профильных изданий по электроэнергетике.
10.	Отчет Электроэнергетического Совета СНГ за 2020 год.
<b>3.2. Размещение тематической информации на официальном сайте ЭЭС СНГ.</b>	
1.	Сборник нормативно-технических документов в области энергетического надзора, используемых в государствах-участниках СНГ (актуализация).
2.	Сборник нормативных правовых и технических документов в области экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике СНГ (актуализация).
3.	Размещение Реестра нормативных правовых и технических документов государств-участников СНГ по обеспечению надежности работы оборудования, охраны труда.
4.	Размещение нормативных, правовых, технических документов и информационных материалов в области проведения аварийно-восстановительных работ на объектах электроэнергетики государств-участников СНГ.
5.	Размещение информации о передовом опыте в области надежности работы электроэнергетического оборудования и охраны труда в государствах-участниках СНГ.

6.	Размещение нормативных правовых документов в области подготовки персонала.
7.	Размещение базы данных автоматизированных систем обучения персонала в сфере энергетики государств-участников СНГ.
8.	Обзор «Тарифы на электроэнергию и цены на топливо в государствах-участниках СНГ».
9.	Информационный бюллетень «Технико-экономические показатели работы электроэнергетики СНГ и Европейского Союза».
10.	Информации в области технического регулирования и межгосударственной стандартизации в сфере электроэнергетики.
<b>3.3. Мероприятия, посвященные</b> <b>30 – летию Содружества Независимых Государств.</b> <i>(в соответствии с Планом мероприятий, посвященных 30-летию СНГ, утвержденным Решением Экономического совета СНГ от 15 сентября 2020 года)</i>	
1.	Издание информационных материалов о сотрудничестве государств-участников СНГ в электроэнергетике для публикации в средствах массовой информации и изданиях Электроэнергетического Совета СНГ.
2.	Участие в виртуальной межгосударственной выставке, посвященной 30-летию Содружества Независимых Государств (с использованием официального сайта Исполнительного комитета СНГ).
<b>4. КООРДИНАЦИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РАБОЧИХ ГРУПП</b> <b>И ДРУГИХ СТРУКТУР ЭЭС СНГ.</b>	
1.	Заседания Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.
2.	Заседания Рабочей группы «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ».
3.	Заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).
4.	Заседания Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств-участников СНГ.
5.	Заседания Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли стран СНГ.
6.	Заседания Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ».
7.	Заседания Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ.
8.	Заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях.
9.	Заседания Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ.

<b>5. ОРГАНИЗАЦИЯ (УЧАСТИЕ) СЕМИНАРОВ, КОНФЕРЕНЦИЙ, СИМПОЗИУМОВ, ВЫСТАВОК, СОРЕВНОВАНИЙ И ДРУГИХ МЕРОПРИЯТИЙ.</b>	
1.	Международный Конгресс REENCON – XXI.
2.	Международная научно-практическая конференция по теме: «Технологии, проблемы, опыт создания и внедрения систем психофизиологического обеспечения профессиональной деятельности персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ».
3.	Научно-практическая конференция по вопросам применения современных методик и средств обучения персонала энергетических предприятий с привлечением работников образовательных учреждений государств-участников СНГ.
5.	Научно-практический семинар по основным направлениям технической деятельности в электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.
6.	Конкурс на лучшее печатное издание.
7.	Молодежный международный конкурс «Инновации в электроэнергетике».
8.	Международные соревнования профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.
9.	Конкурсы профессионального мастерства «Лучший релейщик», «Лучший дежурный электромонтер ТЭС», «Лучший лаборант центральной химической лаборатории» и конкурса «Лучший специалист по охране труда».
10.	Участие в подготовке и совместном проведении с НПП «Энерготехникой» Международной научно-технической конференции «Качество электроэнергии. Контроль, анализ, управление» (г. Москва).
11.	Участие в подготовке и совместном проведении с НПП «Марс Энерго» Международной научно-технической конференции «Белые ночи» на тему: «Метрология. Измерения. Учет и оценка качества электроэнергии» (г. С-Петербург).
12.	Участие в подготовке и проведении Круглого стола на Международном инвестиционном форуме 2021 в г. Москве «Инвестиции и инвестиционные проекты в электроэнергетику СНГ».
13.	Участие во Всемирном цифровом саммите по умной энергетике.
14.	Участие в международной конференции «Евразийская экономическая интеграция».
15.	Участие в работе Российской Энергетической Недели.
16.	Международная конференция по климату и энергетическому переходу, Сколково.
17.	Участие в 11-ом Международном форуме ЕЭК ООН по энергетике в интересах устойчивого развития.

<b>6. СОТРУДНИЧЕСТВО С ОТРАСЛЕВЫМИ ОРГАНАМИ СНГ, ЕАЭС И ДРУГИМИ МЕЖДУНАРОДНЫМИ И ИНЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ.</b>	
<b>6.1. Сотрудничество с Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ и с Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации (МТК) «Электроэнергетика».</b>	
1.	Участие в заседаниях Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ.
2.	Участие в заседаниях НТКС Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ.
3.	Участие в заседаниях МТК 541 «Электроэнергетика».
4.	Проведение совместных конференций, круглых столов, семинаров, совещаний и иных тематических мероприятий.
<b>6.2. Сотрудничество с Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ.</b>	
1.	Реализация Соглашения о сотрудничестве от 22 декабря 2015 года.
<b>6.3. Сотрудничество Электроэнергетического Совета СНГ с Евразийской экономической комиссией.</b>	
1.	Реализация Меморандума о сотрудничестве от 02 ноября 2018 года.
2.	Реализация Плана мероприятий по сотрудничеству Электроэнергетического Совета СНГ и Евразийской экономической комиссии.
3.	Участие в заседаниях подкомитета, совещаниях и других мероприятиях, проводимых Департаментом энергетики ЕЭК ЕАЭС по ОЭР ЕАЭС.
<b>6.4. Сотрудничество с Координационным Электроэнергетическим Советом Центральной Азии.</b>	
1.	Участие в заседаниях Координационного Электроэнергетического Совета Центральной Азии.
<b>6.5. Сотрудничество с организациями ООН.</b>	
1.	Сотрудничество с Европейской экономической комиссией ООН (ЕЭК ООН) в соответствии с Меморандумом о взаимопонимании от 25 апреля 2014 года. Разработка Плана совместных мероприятий на 2021-2023 годы в связи с истечением срока действия Плана совместных мероприятий от 14 декабря 2017 года.

2.	Сотрудничество с Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО ООН). Участие в мероприятиях и проектах ЭСКАТО по согласованию. Разработка проекта Меморандума о взаимопонимании в связи с истечением срока действия Меморандума о взаимопонимании от 18 июня 2015 года.
<b>6.6. Сотрудничество с ЕВРЭЛЕКТРИК.</b>	
1.	Продолжение работы в соответствии с «Дорожной картой по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ».
<b>6.7. Сотрудничество с Международным агентством по возобновляемым источникам энергии.</b>	
1.	Подписание Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Международным агентством по возобновляемым источникам энергии.
<b>6.8. Сотрудничество с международной некоммерческой ассоциацией «Всемирная сеть по возобновляемой энергетической политике 21-ого века – REN 21».</b>	
1.	Подготовка Заявки на участие и Плана совместных мероприятий с международной некоммерческой ассоциацией «Всемирная сеть по возобновляемой энергетической политике 21-ого века – REN 21».
<b>6.9. Участие в процессе Энергетической Хартии.</b>	
1.	Участие в ежегодной сессии Конференции Энергетической Хартии (по тематике рынков).
<b>7. ЗАСЕДАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ.</b>	
1.	Проведение 2-х заседаний уполномоченных представителей по согласованию материалов 58-го и 59-го заседаний Электроэнергетического Совета СНГ.
2.	Проведение 58-го и 59-го заседаний Электроэнергетического Совета СНГ.

## УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

### **Рекомендации по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям**

НТД разработан: Комиссией по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств-участников СНГ (КГЭН), Московским институтом энергобезопасности и энергосбережения (МИЭЭ) при поддержке ПАО «МОЭСК» (ПАО «Россети»).

#### Исполнители:

В.М. Комаров - Эксперт по технологическому присоединению потребителей, член КГЭН

В.В. Гудков - Заведующий кафедрой энергосбережения и диагностики электрооборудования Московского института энергобезопасности и энергосбережения (МИЭЭ), к.т.н.

## **1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1.1 Настоящие Рекомендации по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям (далее Рекомендации) определяют порядок технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам (далее - технологическое присоединение энергопринимающих устройств), к электрическим сетям, регламентируют процедуру присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям сетевой организации, определяют существенные условия договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям (далее - договор), устанавливают требования к выдаче технических условий, в том числе индивидуальных, для присоединения к электрическим сетям (далее - технические условия), порядок проведения проверки выполнения заявителем и сетевой организацией технических условий, критерии наличия (отсутствия) технической возможности технологического присоединения и особенности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей посредством перераспределения максимальной мощности между юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, а также особенности отказа потребителей электрической энергии от максимальной мощности в пользу сетевой организации.

Данные Рекомендации носят исключительно рекомендательный характер и предлагаются для использования профильными министерствами государственных участников СНГ при разработке соответствующих документов и в работе государственных органов энергетического надзора.

1.2. Действие настоящих Рекомендаций распространяется на случаи присоединения впервые вводимых в эксплуатацию, ранее присоединенных энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых увеличивается, а также на случаи, при которых в отношении ранее присоединенных энергопринимающих устройств изменяются категория надежности электроснабжения, точки присоединения, виды производственной деятельности, не влекущие пересмотр величины максимальной мощности, но изменяющие схему внешнего электроснабжения таких энергопринимающих устройств.

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств осуществляется с применением временной или постоянной схемы электроснабжения.

Под временной схемой электроснабжения понимается такая схема электроснабжения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии, осуществившего технологическое присоединение энергопринимающих устройств, которая применяется в результате исполнения договора об осуществлении временного технологического присоединения, заключаемого на период осуществления мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения, либо в результате исполнения договора об осуществлении временного технологического присоединения передвижных энергопринимающих устройств с максимальной мощностью до 150 кВт включительно.

Под постоянной схемой электроснабжения понимается схема электроснабжения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии, осуществившего технологическое присоединение энергопринимающих устройств, которая применяется в результате исполнения договора.

1.2.1. Действие настоящих Рекомендаций распространяется на случаи присоединения к системам электроснабжения, входящим в состав общего имущества, принадлежащего на праве общей долевой собственности собственникам помещений в многоквартирном доме, в целях увеличения максимальной мощности в отношении энергопринимающих устройств, находящихся в помещениях, расположенных в многоквартирном доме.

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств, находящихся в жилых помещениях, расположенных в многоквартирных домах, к электрическим сетям сетевой организации не допускается без использования внутрименовой системы электроснабжения, входящей в состав общего имущества, принадлежащего на праве общей долевой собственности собственникам помещений в многоквартирном доме.

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств, находящихся в нежилых помещениях, расположенных в многоквартирных домах, к электрическим сетям сетевой организации осуществляется не ранее технологического присоединения систем электроснабжения, входящих в состав общего имущества, соответствующего многоквартирного дома.

1.2.2. Действие настоящих Рекомендаций распространяется на случаи присоединения впервые вводимых в эксплуатацию, ранее присоединенных энергопринимающих устройств и объектов электроэнергетики, принадлежащих садоводческому, огородническому или дачному некоммерческому объединению либо его членам, а также гражданам, ведущим садоводство, огородничество или дачное хозяйство в индивидуальном порядке на территории садоводческого, огороднического или дачного некоммерческого объединения, и иным лицам, расположенным на территории садоводческого, огороднического или дачного некоммерческого объединения, максимальная мощность которых изменяется.

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих членам садоводческого, огороднического или дачного некоммерческого объединения, осуществляется с использованием объектов инфраструктуры и другого имущества общего пользования этого садоводческого, огороднического или дачного некоммерческого объединения.

1.3. Сетевая организация обязана выполнить в отношении любого обратившегося к ней лица мероприятия по технологическому присоединению при условии соблюдения им настоящих Рекомендаций и наличии технической возможности технологического присоединения.

Независимо от наличия или отсутствия технической возможности технологического присоединения на дату обращения заявителя сетевая организация обязана заключить договор с лицами, указанными в пунктах 2.10.1., 2.12. и 4.1. настоящих Рекомендаций, обратившимися в сетевую организацию с заявкой на технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих им на праве собственности или на ином предусмотренном законом основании (далее - заявка), а также выполнить в отношении энергопринимающих устройств таких лиц мероприятия по технологическому присоединению.

Сетевая организация обязана соблюдать единые национальные стандарты качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, в отношении лица, обратившегося к ней с целью осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств.

1.4. Любые лица имеют право на технологическое присоединение построенных ими линий электропередачи к электрическим сетям в соответствии с национальным законодательством.

1.5. При присоединении энергопринимающих устройств к распределительным устройствам электростанции последняя выполняет функции сетевой организации в части определения технической возможности технологического присоединения, согласования технических условий с субъектами оперативно-диспетчерского управления и смежными сетевыми организациями, а также выполнения необходимых условий договора.

При присоединении объектов электросетевого хозяйства одной сетевой организации (собственника или иного законного владельца объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную электрическую сеть) к объектам электросетевого хозяйства другой сетевой организации заявка на технологическое присоединение подается в сетевую организацию, электрические сети которой в данной точке присоединения имеют более высокий класс напряжения.



При присоединении сетевой организации (собственника или иного законного владельца объектов электросетевого хозяйства, входящих в территориальную распределительную сеть) к смежной сетевой организации, имеющей одинаковый класс напряжения, заявка на технологическое присоединение подается той сетевой организацией, которой требуется увеличение перетока мощности.

1.6. Технологическое присоединение осуществляется на основании договора, заключаемого между сетевой организацией и юридическим или физическим лицом, в сроки, определяемые настоящими Рекомендациями.

Заключение договора является обязательным для сетевой организации. При необоснованном отказе или уклонении сетевой организации от заключения договора заинтересованное лицо вправе обратиться в суд с иском о понуждении к заключению договора и взыскании убытков, причиненных таким необоснованным отказом или уклонением.

1.7. Настоящие Рекомендации определяют следующую процедуру технологического присоединения:

а) подача заявки юридическим или физическим лицом (далее - заявитель), которое имеет намерение осуществить технологическое присоединение, увеличить объем максимальной мощности, а также изменить категорию надежности электроснабжения, точки присоединения, виды производственной деятельности без пересмотра (увеличения) величины максимальной мощности, но с изменением схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств заявителя;

б) заключение договора;

в) выполнение сторонами договора мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренных договором;

г) получение разрешения органа государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию объектов заявителя в случаях установленных национальным законодательством.

д) осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям и фактического приема (подачи) напряжения и мощности. При отсутствии Договора электроснабжения на момент фактической подачи напряжения коммутационный аппарат переводится в положение "отключено", процедура ТП считается завершенной;

е) составление акта об осуществлении технологического присоединения по форме согласно Приложению № 1, а также акта согласования технологической и аварийной брони (для заявителей, указанных в пункте 2.14. настоящих Рекомендаций).

1.8 Для целей использования настоящих Рекомендаций применяются следующие термины и определения:

**акт об осуществлении технологического присоединения (акт о технологическом присоединении)** - документ, составленный по окончании процедуры технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям и подтверждающий технологическое присоединение в установленном порядке, в котором определены технические характеристики технологического присоединения, в том числе величина максимальной мощности,

границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) сторон и границы ответственности сторон за эксплуатацию соответствующих объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и (или) объектов электросетевого хозяйства;

**акт разграничения балансовой принадлежности электросетей (акт разграничения границ балансовой принадлежности сторон, акт разграничения балансовой принадлежности электрических сетей)** - документ, составленный собственниками объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств), определяющий границы балансовой принадлежности;

**акт разграничения эксплуатационной ответственности сторон** - документ, составленный собственниками объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств), определяющий границы ответственности сторон за эксплуатацию соответствующих объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств);

**воздушная линия электропередачи** (далее – ВЛ) – устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.). За начало и конец воздушной линии электропередачи принимаются линейные порталы или линейные вводы распределительного устройства (далее – РУ), а для ответвлений - ответвительная опора и линейный портал или линейный ввод РУ;

**величина технологической брони** - величина максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии (мощности) и продолжительность времени, устанавливаемые на основании проектной документации (при отсутствии проектной документации - на основании соглашения сетевой организации и потребителя электрической энергии (мощности), необходимые для завершения в указанное время технологического процесса, цикла производства потребителя, использующего в производственном цикле непрерывные технологические процессы, внезапное прекращение которых вызывает необратимое нарушение технологического процесса и (или) опасность для жизни и здоровья людей, окружающей среды, после чего может быть произведено отключение соответствующих энергопринимающих устройств, и согласованные сетевой организацией в порядке, предусмотренном настоящими Рекомендациями;

**величина аварийной брони** - величина максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии (мощности) с полностью остановленным технологическим процессом, обеспечивающая его безопасное для жизни и здоровья людей и окружающей среды состояние, устанавливаемая на основании проектной документации (при отсутствии проектной документации - на основании соглашения сетевой организации и потребителя электрической энергии (мощности) и равная величине максимальной мощности энергопринимающих устройств дежурного и охранного освещения, охранной и пожарной сигнализации, насосов пожаротушения, связи, аварийной вентиляции таких объектов, согласованной сетевой организацией в порядке, предусмотренном настоящими Рекомендациями;

**гарантирующий поставщик электрической энергии (далее - гарантирующий поставщик)** - коммерческая организация, которой в соответствии с национальным законодательством присвоен статус гарантирующего поставщика,

которая осуществляет энергосбытовую деятельность и обязана в соответствии с национальным законодательством заключить договор энергоснабжения, договор купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) с любым обратившимся к ней потребителем электрической энергии либо с лицом, действующим от своего имени или от имени потребителя электрической энергии и в интересах указанного потребителя электрической энергии и желающим приобрести электрическую энергию;

**граница балансовой принадлежности** - линия раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном национальным законодательством основании, определяющая границу эксплуатационной ответственности между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) за состояние и обслуживание электроустановок;

**двусторонний договор купли-продажи электрической энергии** - соглашение, в соответствии с которым поставщик обязуется поставить покупателю электрическую энергию, соответствующую обязательным требованиям, в определенном количестве и определенного качества, а покупатель обязуется принять и оплатить электрическую энергию на условиях заключенного в соответствии с правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков договора;

**документы о технологическом присоединении** - документы, составляемые (составленные) в процессе технологического присоединения (после завершения технологического присоединения) энергопринимающих устройств (объектов электроэнергетики) к объектам электросетевого хозяйства, в том числе технические условия, акт об осуществлении технологического присоединения, акт разграничения балансовой принадлежности электросетей, акт разграничения эксплуатационной ответственности сторон;

**заявитель** - физическое или юридическое лицо (за исключением государственных органов и их территориальных органов, органов государственных внебюджетных фондов и их территориальных органов, органов местного самоуправления) либо их уполномоченные представители, обратившиеся в орган, предоставляющий государственные услуги, или в орган, предоставляющий муниципальные услуги, либо в организации с запросом о предоставлении государственной или муниципальной услуги, выраженным в устной, письменной или электронной форме;

**категория надежности снабжения потребителя электрической энергией (далее - категория надежности)** - степень обеспечения надежности электроснабжения электроприемников обуславливающая содержание обязательств по обеспечению надежности снабжения электрической энергией соответствующего потребителя;

**кабельная линия** (далее – КЛ) – линия для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных кабельных линий, кроме того, - с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла;

**кабельно – воздушная линия электропередачи** (далее – КВЛ) - линия для передачи электроэнергии, состоящая из участков в воздушном и кабельном исполнении, соединенных между собой;

**класс напряжения электрооборудования** - номинальное междуфазное напряжение электрической сети, для работы в которой предназначено электрооборудование;

**максимальная мощность** - наибольшая величина мощности, определенная к одномоментному использованию энергопринимающими устройствами (объектами электросетевого хозяйства) в соответствии с документами о технологическом присоединении и обусловленная составом энергопринимающего оборудования (объектов электросетевого хозяйства) и технологическим процессом потребителя, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии, исчисляемая в мегаваттах;

**наименьшее расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства сетевой организации** - минимальное расстояние, измеряемое по прямой линии от границы участка (нахождения присоединяемых энергопринимающих устройств) заявителя до ближайшего объекта электрической сети (опора линий электропередачи, кабельная линия, распределительное устройство, подстанция), имеющего указанный в заявке класс напряжения;

**надежность** - свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования;

**нежилое помещение в многоквартирном доме** - помещение в многоквартирном доме, указанное в проектной или технической документации на многоквартирный дом либо в электронном паспорте многоквартирного дома, которое не является жилым помещением и не включено в состав общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме независимо от наличия отдельного входа или подключения (технологического присоединения) к внешним сетям инженерно-технического обеспечения, в том числе встроенные и пристроенные помещения. К нежилым помещениям в настоящих Рекомендациях приравниваются части многоквартирных домов, предназначенные для размещения транспортных средств (машино-места, подземные гаражи и автостоянки, предусмотренные проектной документацией);

**объекты электроэнергетики** - имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства;

**объекты электросетевого хозяйства** - линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное оборудование, предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии;

**ответственный за электрохозяйство** – работник из числа административно-технического персонала, на которого возложены обязанности по организации безопасного обслуживания электроустановок в соответствии с действующими правилами и нормативно-техническими документами;

**охранная зона вдоль ВЛ** – часть поверхности участка земли и воздушного пространства (на высоту, соответствующую высоте опор воздушных линий электропередачи), ограниченная параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии электропередачи от крайних проводов при неотклоненном их положении в зависимости от проектного номинального класса напряжения (кВ) на следующем расстоянии (м): до 1 кВ – 2 м (для линий с самонесущими или изолированными проводами, проложенных по стенам зданий, конструкциям и т.д., охранная зона определяется в соответствии с установленными нормативными правовыми актами минимальными допустимыми расстояниями от таких линий); 1 – 20 кВ – 10 м (5 м – для линий с самонесущими или изолированными проводами, размещенных в границах населенных пунктов); 35 кВ – 15 м; 110 кВ – 20 м; 150 и 220 кВ – 25 м; 300, 500, +/- 400 кВ – 30 м; 750, +/- 750 кВ – 40 м; 1150 кВ – 55 м;

**административно-технический персонал** – руководители и специалисты, на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках;

**персонал электротехнологический** – работники, у которых в управляемом ими технологическом процессе основной составляющей является электрическая энергия (например, электросварка, электродуговые печи, электролиз и т.д.), использующие в работе ручные электрические машины, переносные и передвижные электроприемники, переносной электроинструмент, имеющие группу по электробезопасности II и выше. В своих правах и обязанностях при эксплуатации электротехнологических установок электротехнологический персонал приравнивается к электротехническому персоналу;

**потребители электрической энергии** - лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд;

**потребители мощности** - лица, приобретающие мощность, в том числе для собственных бытовых и (или) производственных нужд и (или) для последующей продажи; лица, реализующие электрическую энергию на розничных рынках; лица, реализующие электрическую энергию на территориях, на которых располагаются электроэнергетические системы иностранных государств;

**пропускная способность электрической сети** - технологически максимально допустимая величина мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электроэнергетических систем;

**присоединение** – электрическая цепь (оборудование и шины) одного назначения, наименования и напряжения, присоединенная к шинам РУ, генератора, щита, сборки и находящаяся в пределах электростанции, подстанции и т.п. Электрические цепи разного напряжения одного силового трансформатора (независимо от числа обмоток), одного двухскоростного электродвигателя считаются одним присоединением. В схемах многоугольников, полуторных и т.п. схемах к присоединению линии, трансформатора относятся все коммутационные аппараты и шины, посредством которых эта линия или трансформатор присоединены к РУ;

**работник, имеющий группу II - V** – степень квалификации персонала по электробезопасности (в настоящих Рекомендациях указываются минимально допустимые значения групп по электробезопасности, т.е. в каждом конкретном случае работник должен иметь группу не ниже требуемой: II, III, IV или V);

**распоряжение** – задание на производство работы, определяющее ее содержание, место, время, меры безопасности (если они требуются) и работников, которым поручено ее выполнение, с указанием группы по электробезопасности;

**распределительное устройство (РУ)** – электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы;

**РУ открытое** (далее – ОРУ) – РУ, где все или основное оборудование расположено на открытом воздухе;

**РУ закрытое** (далее – ЗРУ) – РУ, оборудование которого расположено в здании;

**РУ комплектное** (далее – КРУ) – РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и электроавтоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде;

**сетевые организации** - организации, владеющие на праве собственности или на ином установленном национальным законодательством основании объектами электросетевого хозяйства, с использованием которых такие организации оказывают услуги по передаче электрической энергии и осуществляют в установленном порядке технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, а также осуществляющие право заключения договоров об оказании услуг по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих другим собственникам и иным законным владельцам и входящих в единую национальную электрическую сеть;

**системный оператор** - специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в пределах энергетической системы государства (при присоединении технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы к единой энергетической системе государства в установленных правительством случаях и в течение определенного правительством переходного периода также в пределах соответствующей технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы) и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, влияющих на электроэнергетический режим работы электроэнергетической системы;

**иные субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике** - организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем (при присоединении технологически

изолированной территориальной электроэнергетической системы к другой электроэнергетической системе в течение определенного правительством государства переходного периода с учетом особенностей, установленных принимаемыми в соответствии с национальным законодательством нормативными правовыми актами) и уполномоченные на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, влияющих на электроэнергетический режим работы электроэнергетической системы, в пределах зон диспетчерской ответственности соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

**субъекты электроэнергетики** - лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электрической энергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии (мощности), организацию купли-продажи электрической энергии и мощности;

**субъекты розничных рынков** - участники отношений по производству, передаче, купле-продаже (поставке) и потреблению электрической энергии (мощности) на розничных рынках электрической энергии, а также по оказанию услуг, которые являются неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям;

**территориальная распределительная сеть** - комплекс не входящих в состав единой национальной электрической сети линий электропередачи и оборудования, используемых для предоставления услуг по передаче электрической энергии;

**точка поставки** - место исполнения обязательств по договору об оказании услуг по передаче электрической энергии, используемое для определения объема взаимных обязательств сторон по договору, расположенное на границе балансовой принадлежности энергопринимающих устройств, определенной в документах о технологическом присоединении, а до составления в установленном порядке документов о технологическом присоединении - в точке присоединения энергопринимающего устройства (объекта электроэнергетики);

**точка присоединения к электрической сети** - место физического соединения энергопринимающего устройства (энергетической установки) потребителя услуг по передаче электрической энергии (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) с электрической сетью сетевой организации;

**услуги по передаче электрической энергии** - комплекс организационно и технологически связанных действий, в том числе по оперативно-технологическому управлению, которые обеспечивают передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с обязательными требованиями и совершение которых может осуществляться с учетом особенностей национального законодательства;

**фактическое присоединение** - комплекс технических и организационных мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, в которую была подана заявка, и

объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) заявителя без осуществления фактической подачи (приема) напряжения и мощности на объекты заявителя (фиксация коммутационного аппарата в положении «отключено»);

**фактический прием (подача) напряжения и мощности** – процесс, осуществляемый путем включения коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении «включено»);

**электрическая подстанция** – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств;

**электрическая сеть** – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещенных на территории района, населенного пункта и потребителей электрической энергии;

**электрозащитное средство** – средство защиты, предназначенное для обеспечения электробезопасности;

**электропомещение** – помещение или отгороженные, например, сетками, части помещения, доступные только для квалифицированного обслуживающего персонала, в котором расположены электроустановки;

**электроустановка** – совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования, предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии;

**энергопринимающие устройства потребителя** - находящиеся у потребителя аппараты, агрегаты, механизмы, устройства и иное оборудование (или их комплекс), предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид энергии в целях использования (потребления) и имеющие между собой электрические связи.

## **2. ПОРЯДОК ЗАКЛЮЧЕНИЯ И ВЫПОЛНЕНИЯ ДОГОВОРА**

2.1. Для заключения договора заявитель направляет заявку в сетевую организацию, объекты электросетевого хозяйства которой расположены на наименьшем расстоянии от границ участка заявителя, с учетом условий, установленных пунктом 2.2. настоящих Рекомендаций. Заявка направляется по формам согласно Приложениям №2 - №5 любым способом ее подачи (почтой или с использованием официального сайта сетевой организации).

Сетевой организацией для осуществления процедуры технологического присоединения и гарантирующим поставщиком для заключения договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке (в случае, если в заявке указаны сведения в соответствии с подпунктом "л" пункта 2.7. настоящих Рекомендаций), наряду с использованием документов на бумажном носителе, оформление которых предусмотрено настоящими Рекомендациями, между сетевой организацией и заявителем в ходе осуществления процедуры технологического присоединения, а также между гарантирующим поставщиком и заявителем в ходе заключения договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, обеспечивается возможность использования таких документов в электронной форме.



Сетевая организация, гарантирующий поставщик и заявитель - юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, для осуществления процедуры технологического присоединения и заключения договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, подписывают документы в электронной форме с использованием усиленной квалифицированной электронной подписи. Заявитель - физическое лицо для осуществления процедуры технологического присоединения и заключения договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, подписывает документы в электронной форме простой электронной подписью.

При этом в случае, если заявителем выбран способ обмена документами в электронной форме, сетевая организация и гарантирующий поставщик (в случае, если в заявке указаны сведения в соответствии с подпунктом "л" пункта 2.7. настоящих Рекомендаций) обязаны подписывать документы в электронной форме с использованием усиленной квалифицированной электронной подписи. В случае, если заявителем выбран способ обмена документами в электронной форме, документы, оформление которых предусмотрено настоящими Рекомендациями между сетевой организацией и заявителем в ходе осуществления процедуры технологического присоединения, а также между гарантирующим поставщиком и заявителем в ходе заключения договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке (в случае, если в заявке указаны сведения в соответствии с подпунктом "л" пункта 2.7. настоящих Рекомендации), подлежат направлению и оформлению сторонами в электронном виде. При этом оформление таких документов дополнительно на бумажном носителе не требуется.

2.2. Если на расстоянии менее 300 метров от границ участка заявителя находятся объекты электросетевого хозяйства нескольких сетевых организаций, заявитель вправе направить заявку в любую из них.

2.3. Положения пунктов 2.1. и 2.2. настоящих Рекомендаций применяются с учетом того, что к объектам электросетевого хозяйства, принадлежащим организации по управлению единой национальной электрической сетью, технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей может осуществляться только на уровне напряжения, устанавливаемом национальными стандартами, за исключением:

технологического присоединения, осуществляемого в отношении ранее присоединенных энергопринимающих устройств по основаниям, установленным пунктом 1.2. настоящих Рекомендаций;

технологического присоединения электростанций;

технологического присоединения энергопринимающих устройств, обеспечивающих энергоснабжение линий связи, сооружений связи, средств связи, средств телевизионного вещания и радиовещания;

технологического присоединения энергопринимающих устройств, обеспечивающих работу пунктов пропуска через государственную границу;

технологического присоединения энергопринимающих устройств, обеспечивающих энергоснабжение специально созданных технических устройств, осуществляющих прием, обработку и передачу аудио- и (или) аудиовизуальных, а также иных сообщений об угрозе возникновения, о возникновении чрезвычайных ситуаций и правилах поведения населения в таких ситуациях.

На уровне напряжения ниже 110 кВ допускается технологическое присоединение вновь присоединяемых энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и территориальных сетевых организаций к объектам электросетевого хозяйства, принадлежащим организации по управлению единой национальной электрической сетью, введенным в эксплуатацию и включенным в перечень объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих организации по управлению единой национальной электрической сетью, к которым допускается осуществление технологического присоединения вновь присоединяемых энергопринимающих устройств потребителей на уровне напряжения ниже 110 кВ, утвержденный в установленном национальным законодательством порядке при отсутствии необходимости осуществления строительства и (или) реконструкции с увеличением трансформаторной мощности таких объектов, за исключением строительства объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

Внесение изменений в перечень, указанный в абзаце седьмом настоящего пункта, осуществляется в установленном национальным законодательством порядке.

2.4. Подача в отношении одних и тех же энергопринимающих устройств одновременно двух и более заявок в разные сетевые организации не допускается, за исключением случаев технологического присоединения энергопринимающих устройств, в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование двух и более источников электроснабжения.

В случае направления заявителем двух и более заявок в разные сетевые организации для технологического присоединения энергопринимающих устройств, в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование двух и более источников электроснабжения, заявитель в течение трех рабочих дней со дня направления второй и последующих заявок обязан уведомить об этом каждую сетевую организацию, в которую направлена заявка.

Заявка направляется заявителем в сетевую организацию в двух экземплярах письмом с описью вложения. Заявитель вправе представить заявку в сетевую организацию лично или через уполномоченного представителя, а сетевая организация обязана принять такую заявку.

Заявители, указанные в пунктах 2.10.1., 2.11. и 2.12. настоящих Рекомендаций, в случае осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, вправе направлять заявку и прилагаемые документы посредством официального сайта сетевой организации или иного официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», определяемого в установленном правительством порядке.

Подача заявок и документов в электронной форме осуществляется заявителем с использованием идентификатора и пароля, выданных посредством сайта сетевой организации в порядке, установленном сетевой организацией. Информация о порядке выдачи и использования идентификатора и пароля размещается на сайте сетевой организации.

Для получения идентификатора и пароля заявитель проходит процедуру регистрации на указанном сайте с использованием страхового номера индивидуального лицевого счета заявителя - для физических лиц, основного государственного регистрационного номера индивидуального предпринимателя и идентификационного номера налогоплательщика - для индивидуальных предпринимателей, основного государственного регистрационного номера и идентификационного номера налогоплательщика - для юридических лиц.

Заявитель несет ответственность за достоверность и полноту прилагаемых в электронном виде к заявке документов в соответствии с национальным законодательством.

Сетевая организация обязана обеспечить принятие в электронном виде заявок и прилагаемых документов от заявителей (в том числе возможность бесплатного получения заявителями идентификатора и пароля) и возможность получения заявителем сведений об основных этапах обработки заявок юридических и физических лиц и индивидуальных предпринимателей на технологическое присоединение к электрическим сетям, включая информацию о дате поступления заявки и ее регистрационном номере, направлении в адрес заявителей подписанного со стороны сетевой организации договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям и технических условий, о дате заключения договора, о ходе выполнения сетевой организацией технических условий, о фактическом присоединении и фактическом приеме (подаче) напряжения и мощности на объекты заявителя, а также о составлении и подписании документов о технологическом присоединении, на своем официальном сайте или ином официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», определяемом в установленном национальным законодательством порядке в режиме реального времени без использования программного обеспечения, установка которого на технические средства потребителя требует заключения лицензионного или иного соглашения с правообладателем программного обеспечения, предусматривающего взимание с потребителя платы, и без использования специальных аппаратных средств.

2.5. В случае технологического присоединения энергопринимающих устройств, находящихся в нежилых помещениях, расположенных в многоквартирных домах и иных объектах капитального строительства, заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств подается в сетевую организацию, к объектам электросетевого хозяйства которой присоединен соответствующий многоквартирный дом или иной объект капитального строительства, собственником такого нежилого помещения или лицом, обладающим иным законным правом на нежилое помещение и имеющим право распоряжения жилым помещением.

В случае технологического присоединения энергопринимающих устройств, находящихся в жилых помещениях, в том числе расположенных в многоквартирных домах, заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств подается в сетевую организацию, к объектам электросетевого хозяйства которой присоединены соответствующие жилые помещения, в том числе многоквартирный дом, управляющей организацией (товариществом собственников жилья либо жилищным кооперативом или иным специализированным потребительским кооперативом) по решению общего собрания собственников жилых помещений, в том числе в многоквартирном доме, а при непосредственном управлении

многоквартирным домом - одним из собственников помещений в таком доме или иным лицом, имеющим соответствующие полномочия, удостоверенные доверенностью, выданной ему в письменной форме всеми или большинством собственников помещений в таком доме, в соответствии с границей балансовой принадлежности, указанной в пункте 2.18. настоящих Рекомендаций.

2.6. В случае технологического присоединения энергопринимающих устройств, относящихся к имуществу общего пользования, расположенному в границах территории садоводства или огородничества, а также энергопринимающих устройств, принадлежащих гражданам, осуществляющим ведение садоводства или огородничества на земельных участках, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, или иным правообладателям объектов недвижимости, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, заявка на технологическое присоединение этих энергопринимающих устройств подается в сетевую организацию садоводческим или огородническим некоммерческим товариществом (при наличии). При этом садоводческое или огородническое некоммерческое товарищество не вправе отказать от подачи в сетевую организацию заявки на технологическое присоединение принадлежащих указанным лицам энергопринимающих устройств, а также препятствовать сетевой организации в осуществлении технологического присоединения таких энергопринимающих устройств и требовать за это плату.

В случае если ведение садоводства или огородничества гражданами на садовых или огородных земельных участках осуществляется без создания садоводческого или огороднического некоммерческого товарищества, заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих гражданам, осуществляющим ведение садоводства или огородничества на земельных участках, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, или иным правообладателям объектов недвижимости, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, подается в сетевую организацию в соответствии с предусмотренным настоящими Рекомендациями общим порядком технологического присоединения с учетом особенностей, установленных в зависимости от мощности присоединяемых устройств.

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих гражданам, осуществляющим ведение садоводства или огородничества на земельных участках, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, и иным правообладателям объектов недвижимости, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, осуществляется к сетям сетевой организации непосредственно или с использованием имущества общего пользования садоводческого или огороднического некоммерческого товарищества.

2.7. В заявке, направляемой заявителем (за исключением лиц, указанных в пунктах 2.10. - 2.12. настоящих Рекомендаций), должны быть в зависимости от конкретных условий указаны следующие сведения:

а) реквизиты заявителя (для юридических лиц - полное наименование и номер записи в Едином государственном реестре юридических лиц; для индивидуальных предпринимателей - номер записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей и дата ее внесения в реестр (при наличии таких

реестров в государствах-участниках СНГ или в соответствии с национальным законодательством), для физических лиц - фамилия, имя, отчество, серия, номер и дата выдачи паспорта или иного документа, удостоверяющего личность;

б) наименование и место нахождения энергопринимающих устройств, которые необходимо присоединить к электрическим сетям сетевой организации;

в) место нахождения заявителя;

г) запрашиваемая максимальная мощность энергопринимающих устройств и их технические характеристики, количество, мощность генераторов и присоединяемых к сети трансформаторов;

д) количество точек присоединения с указанием технических параметров элементов энергопринимающих устройств;

е) заявляемая категория надежности энергопринимающих устройств;

ж) заявляемый характер нагрузки (для генераторов - возможная скорость набора или снижения нагрузки) и наличие нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения;

з) величина и обоснование величины технологического минимума (для генераторов), технологической и аварийной брони (для потребителей электрической энергии), а также необходимость наличия технологической и (или) аварийной брони, определяемой в соответствии с требованиями пункта 2.14. настоящих Рекомендаций;

и) сроки проектирования и поэтапного введения в эксплуатацию энергопринимающих устройств (в том числе по этапам и очередям);

к) планируемое распределение максимальной мощности, сроков ввода, набора нагрузки и сведения о категории надежности электроснабжения при вводе энергопринимающих устройств по этапам и очередям;

л) наименование субъекта розничного рынка, с которым заявитель намеревается заключить договор, обеспечивающий продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, и вид такого договора (договор энергоснабжения или купли-продажи-поставки электрической энергии (мощности)). В случае наличия у заявителя договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, в рамках которого заявителем предполагается осуществление энергоснабжения энергопринимающих устройств, в отношении которых подается заявка, в заявке указываются наименование субъекта розничного рынка, номер и дата указанного договора;

м) в заявке, направляемой заявителем в целях технологического присоединения объектов по производству электрической энергии атомных станций или гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) к объектам электросетевого хозяйства, соответствующим критериям отнесения к единой национальной (общегосударственной) электрической сети, указывается (по желанию такого заявителя) предложение по предоставлению рассрочки платежа за технологическое присоединение в соответствии с пунктом 2.10 настоящих Рекомендаций.

В отношении заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше установленного национальным законодательством, сведения, предусмотренные подпунктом "л" настоящего пункта, указываются по желанию заявителя при намерении предоставить документы для заключения договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, через сетевую организацию до завершения процедуры технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя к объектам электросетевого хозяйства этой организации.

При этом в случае, если заявителем, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше установленного национальным законодательством, в заявке не указаны сведения, предусмотренные подпунктом "л" настоящего пункта, положения настоящих Рекомендаций и основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, регулирующие порядок взаимодействия сетевых организаций, гарантирующих поставщиков (энергосбытовых организаций) и заявителей в процессе технологического присоединения энергопринимающих устройств, применяются в части, не регулирующей вопрос заключения договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, до завершения мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств заявителей.

2.8. К заявке прилагаются следующие документы:

а) план расположения энергопринимающих устройств, которые необходимо присоединить к электрическим сетям сетевой организации;

б) однолинейная схема электрических сетей заявителя, присоединяемых к электрическим сетям сетевой организации, номинальный класс напряжения которых составляет 35 кВ и выше, с указанием возможности резервирования от собственных источников энергоснабжения (включая резервирование для собственных нужд) и возможности переключения нагрузок (генерации) по внутренним сетям заявителя;

в) перечень и мощность энергопринимающих устройств, которые могут быть присоединены к устройствам противоаварийной автоматики;

г) копия документа, подтверждающего право собственности или иное предусмотренное национальным законодательством основание на объект капитального строительства (нежилое помещение в таком объекте капитального строительства) и (или) земельный участок, на котором расположены (будут располагаться) объекты заявителя, либо право собственности или иное предусмотренное национальным законодательством основание на энергопринимающие устройства (для заявителей, планирующих осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей, расположенных в нежилых помещениях многоквартирных домов или иных объектах капитального строительства, - копия документа, подтверждающего право собственности или иное предусмотренное национальным законодательством основание на нежилое помещение в таком многоквартирном доме или ином объекте капитального строительства);

д) для юридических лиц - выписка из Единого государственного реестра юридических лиц; для индивидуальных предпринимателей - выписка из Единого государственного реестра индивидуальных предпринимателей (при наличии таких

Реестров или в соответствии с национальным законодательством государственных участников СНГ); для физических лиц - копия паспорта гражданина, а также доверенность или иные документы, подтверждающие полномочия представителя заявителя, подающего и получающего документы, в случае если заявка подается в сетевую организацию представителем заявителя - копия паспорта гражданина или иного документа, удостоверяющего личность, если заявителем выступает индивидуальный предприниматель или гражданин;

ж) в случае технологического присоединения энергопринимающих устройств, указанных в абзаце первом пункта 2.5 настоящих Рекомендаций, копия документа, подтверждающего согласие организации, осуществляющей управление многоквартирным домом, при наличии у такой организации соответствующих полномочий, либо при ее отсутствии или отсутствии у нее полномочий - согласие общего собрания владельцев жилых помещений многоквартирного дома на организацию присоединения нежилого помещения отдельными линиями от вводного устройства (вводно-распределительного устройства, главного распределительного щита), установленного на вводе питающей линии сетевой организации в соответствующее здание или его обособленную часть (если для соответствующего нежилого помещения проектом на многоквартирный дом не предусмотрено индивидуальное вводно-распределительное устройство с непосредственным присоединением к питающей линии сетевой организации);

з) в случае технологического присоединения энергопринимающих устройств, принадлежащих садоводческому, огородническому или дачному некоммерческому объединению, - справка о количестве земельных участков, расположенных на территории садоводческого, огороднического или дачного некоммерческого объединения, с указанием информации о фамилии, имени, отчестве владельцев земельных участков, сериях, номерах и датах выдачи паспортов или иных документов, удостоверяющих личность в соответствии с национальным законодательством, а также в случае наличия такой информации - кадастровые номера земельных участков и данные о величине максимальной мощности энергопринимающих устройств, выделенной на каждый земельный участок в соответствии с решением общего собрания членов садоводческого, огороднического и дачного некоммерческого объединения;

и) подписанный заявителем проект договора энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) или протокол разногласий к проекту договора, форма которого размещена (опубликована) гарантирующим поставщиком в соответствии с положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, предоставляется по желанию заявителя при намерении заключить договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) с гарантирующим поставщиком);

к) в случае технологического присоединения объекта по производству электрической энергии максимальной мощностью более 5 МВт или энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 50 МВт схема выдачи мощности или схема внешнего электроснабжения соответственно, разработанная заявителем и согласованная им с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения

энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными уполномоченным национальным органом на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе.

2.9. Сетевая организация не вправе требовать представления сведений и документов, не предусмотренных настоящими Рекомендациями, а заявитель не обязан представлять сведения и документы, не предусмотренные настоящими Рекомендациями.

2.10. В заявке, направляемой заявителем - юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 150 кВт и менее установленных национальным законодательством, должны быть указаны:

а) сведения, указанные в подпунктах "а" - "в", "д", "е" и "и" - "л" пункта 2.7. настоящих Рекомендаций;

б) запрашиваемая максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя;

в) характер нагрузки (вид производственной деятельности).

2.10.1 В заявке, направляемой заявителем - юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем, в целях технологического присоединения по второй или третьей категории надежности энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), должны быть указаны:

а) сведения, предусмотренные подпунктами "а" - "в" и "и" - "л" пункта 2.7 настоящих Рекомендаций;

б) запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя;

в) характер нагрузки (вид экономической деятельности хозяйствующего субъекта);

г) предложения по порядку расчетов и условиям рассрочки платежа за технологическое присоединение - для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно.

2.10.2. Предусмотренные пунктом 2.10.1. настоящих Рекомендаций заявители, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), при желании воспользоваться беспроцентной рассрочкой платежа за технологическое присоединение указывают об этом в направляемой ими заявке.

2.11. В заявке, направляемой заявителем в целях временного технологического присоединения, предусмотренного разделом 6 настоящих Рекомендаций, указывается:



сведения, предусмотренные подпунктами "а" - "в" и "л" пункта 2.7. настоящих Рекомендаций;

запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств;

характер нагрузки;

срок электроснабжения энергопринимающих устройств по временной схеме электроснабжения (для заявителей, энергопринимающие устройства которых являются передвижными и имеют максимальную мощность до 150 кВт включительно).

К заявке прилагаются документы, указанные в подпунктах "г" и "д" пункта 2.8. настоящих Рекомендаций, а также информация о реквизитах договора.

Информация о реквизитах договора не предоставляется заявителями, энергопринимающие устройства которых являются передвижными и имеют максимальную мощность до 150 кВт включительно.

Для целей настоящих Рекомендаций под передвижными объектами понимаются энергопринимающие устройства, предназначенные для эксплуатации с периодическим перемещением и установкой на территориях различных административно-территориальных единиц.

2.12. В заявке, направляемой заявителем - физическим лицом в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), которые используются для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности, и электроснабжение которых предусматривается по одному источнику, должны быть указаны:

а) фамилия, имя и отчество заявителя, серия, номер и дата выдачи паспорта или иного документа, удостоверяющего личность в соответствии с национальным законодательством;

б) место жительства заявителя;

в) сведения, предусмотренные подпунктами "б", "и" и "л" пункта 2.7. настоящих Рекомендаций;

г) запрашиваемая максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя.

2.13. В заявке, направляемой сетевой организацией в смежную сетевую организацию в соответствии с пунктами 5.1. и 5.2. настоящих Рекомендаций, должны быть указаны:

основание (основания) подачи заявки, предусмотренное пунктом 5.1. настоящих Рекомендаций, а также сведения, подтверждающие наличие такого основания (сведения об общей максимальной мощности энергопринимающих устройств, присоединенных (присоединяемых) к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации, подающей заявку на основании абзаца второго пункта 5.1. настоящих Рекомендаций, и (или) сведения о включении указанной сетевой

организацией в технические условия для заявителя мероприятий на объектах смежной сетевой организации);

сведения о сетевой организации, подающей заявку, предусмотренные подпунктами "а" и "в" пункта 2.7. настоящих Рекомендаций;

сведения об объектах электросетевого хозяйства смежной сетевой организации, к которым осуществляется присоединение и (или) на которых необходимо проведение мероприятий по технологическому присоединению;

сведения о присоединяемых объектах электросетевого хозяйства сетевой организации, подавшей заявку, предусмотренные подпунктами "б", "г", "д" и "и" пункта 2.7. настоящих Рекомендаций, - в случаях, предусмотренных абзацем вторым пункта 5.1. настоящих Рекомендаций;

сведения о сроке осуществления мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств заявителя, определяемом в соответствии с настоящими Рекомендациями (в случаях, когда заявка в смежную сетевую организацию подана в связи с включением мероприятий на объектах такой организации в технические условия (их проект), выданные заявителю).

К указанной заявке прилагаются документы, указанные в подпункте "д" пункта 2.8. настоящих Рекомендаций, а также копии технических условий, выданных заявителем, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше мощности установленной национальным законодательством, подтверждающих наличие оснований для подачи заявки в соответствии с абзацем вторым пункта 5.1. настоящих Рекомендаций. Копии технических условий, выданных заявителем, мощность энергопринимающих устройств которых составляет менее мощности установленной национальным законодательством, подтверждающих наличие оснований для подачи заявки, предоставляются по запросу смежной сетевой организации, в которую подана заявка, в течение 5 дней со дня поступления такого запроса.

Если основанием для подачи заявки в смежную сетевую организацию послужило технологическое присоединение объекта по производству электрической энергии максимальной мощностью более 5 МВт или энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 50 МВт, к заявке также прилагаются документы, предусмотренные подпунктом "к" пункта 2.8. настоящих Рекомендаций. В случаях, предусмотренных абзацем вторым пункта 5.1. настоящих Рекомендаций, к заявке также прилагаются документы, предусмотренные подпунктами "а" и "г" пункта 2.8. настоящих Рекомендаций.

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств в целях обеспечения надежного их энергоснабжения и качества электрической энергии может быть осуществлено по одной из трех категорий надежности. Отнесение энергопринимающих устройств заявителя (потребителя электрической энергии) к I и II-ой категории надежности должно подтверждаться проектной документацией.

Отнесение энергопринимающих устройств к I-ой категории надежности осуществляется в случае, если необходимо обеспечить непрерывный режим работы энергопринимающих устройств, перерыв снабжения электрической энергией которых допустим лишь на время автоматического ввода резервного источника снабжения электрической энергии и может повлечь за собой угрозу жизни и здоровью людей,

угрозу безопасности государства, значительный материальный ущерб. В составе I-ой категории надежности выделяется особая группа энергопринимающих устройств, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Отнесение энергопринимающих устройств ко II-ой категории надежности осуществляется в случае, если необходимо обеспечить надежное функционирование энергопринимающих устройств, перерыв снабжения электрической энергией которых приводит к недопустимым нарушениям технологических процессов производства.

Энергопринимающие устройства, не отнесенные к I-ой или II-ой категориям надежности, относятся к III-ей категории надежности.

Для энергопринимающих устройств, отнесенных к первой и второй категориям надежности, должно быть обеспечено наличие независимых резервных источников снабжения электрической энергией. Дополнительно для энергопринимающих устройств особой группы первой категории надежности должно быть обеспечено наличие автономного резервного источника питания.

Автономные резервные источники питания в случае, если их наличие предусмотрено техническими условиями, подлежат установке владельцем энергопринимающих устройств и технологическому присоединению в порядке, предусмотренном настоящими Рекомендациями. Владелец энергопринимающих устройств обязан поддерживать установленные автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении вне регламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

2.14. При осуществлении технологического присоединения к объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств заявителей, ограничение режима полного и (или) частичного потребления электрической энергии (мощности) которых может привести к экономическим, экологическим, социальным последствиям, составление акта согласования технологической и (или) аварийной брони является обязательным. Категории заявителей, для которых составление акта технологической и (или) аварийной брони является обязательным, форма и правила оформления, устанавливаются национальными стандартами.

2.15. В адрес заявителей, указанных в пунктах 2.10.1. и 2.12. настоящих Рекомендаций, сетевая организация направляет в бумажном виде для подписания заполненный и подписанный проект договора в двух экземплярах и технические условия как неотъемлемое приложение к договору в течение установленного национальным законодательством времени со дня получения заявки от заявителя (уполномоченного представителя) или иной сетевой организации, направленной в том числе посредством официального сайта сетевой организации или иного официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», определяемого в установленном национальным законодательством порядке.

В случае осуществления технологического присоединения по индивидуальному проекту сетевая организация в установленном порядке направляет для подписания заполненный и подписанный ею проект договора в 2-х экземплярах и технические условия как неотъемлемое приложение к договору в течение

3-х рабочих дней со дня утверждения размера платы за технологическое присоединение уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

В адрес заявителей, за исключением заявителей, указанных в абзацах первом и втором настоящего пункта, сетевая организация направляет для подписания заполненный и подписанный ею проект договора в 2-х экземплярах и технические условия как неотъемлемое приложение к договору в течение 30 дней со дня получения заявки.

В целях временного технологического присоединения сетевая организация направляет заявителю в бумажном виде для подписания заполненный и подписанный ею проект договора в 2-х экземплярах и технические условия как неотъемлемое приложение к такому договору в течение 10 дней со дня получения заявки, направленной в том числе посредством официального сайта сетевой организации или иного официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», определяемого в установленном национальным законодательством порядке.

Сетевая организация одновременно с направлением договора заявителю (за исключением заявителей, указанных в пункте 2.11. настоящих Рекомендаций) также уведомляет заявителя о возможности временного технологического присоединения, предусмотренного разделом 8 настоящих Рекомендаций.

При этом в случае, если в заявке в качестве вида договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, который заявитель намеревается заключить, указан договор купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), то сетевой организацией в адрес заявителя направляется заполненный и подписанный в 2-х экземплярах проект договора на оказание услуг по передаче электрической энергии в отношении энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых осуществляется, неотъемлемой частью которого после завершения процедуры технологического присоединения являются установленные документами о технологическом присоединении условия из числа существенных условий договора на оказание услуг по передаче электрической энергии, определенных соответствующими нормативными правилами.

В целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств) и которые используются для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности, договор оформляется сетевой организацией в соответствии с типовым договором по форме согласно Приложению № 8 и направляется заявителю - физическому лицу.

В целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), договор оформляется сетевой организацией в соответствии с типовым договором по форме согласно Приложению № 9 и направляется заявителю - юридическому лицу или индивидуальному предпринимателю.

В целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет от 15 кВт до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), договор оформляется сетевой организацией в соответствии с типовым договором по форме согласно Приложению № 10 и направляется заявителю - юридическому лицу или индивидуальному предпринимателю.

В целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет свыше 150 кВт и менее мощности установленной национальным законодательством (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств, за исключением случаев, указанных в абзацах третьем и четвертом настоящего пункта, а также случаев, связанных с осуществлением технологического присоединения по индивидуальному проекту), договор оформляется сетевой организацией в соответствии с типовым договором по форме согласно Приложению № 11 и направляется заявителю - юридическому лицу или индивидуальному предпринимателю.

В целях технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей, заключивших соглашение о перераспределении максимальной мощности с владельцами энергопринимающих устройств (за исключением лиц, указанных в пункте 2.10.1. настоящих Рекомендаций, лиц, указанных в пунктах 2.11. и 2.12. настоящих Рекомендаций, лиц, присоединенных к объектам единой национальной электрической сети, а также лиц, не внесших плату за технологическое присоединение либо внесших плату за технологическое присоединение не в полном объеме), имеющими на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, в отношении которых в установленном национальным законодательством порядке было осуществлено фактическое технологическое присоединение, договор оформляется сетевой организацией в соответствии с типовым договором по форме согласно Приложению № 12 и направляется заявителю.

При необходимости согласования технических условий с системным оператором в случае, предусмотренном абзацем четвертым пункта 2.35. настоящих Рекомендаций, указанный срок по инициативе сетевой организации может быть увеличен на срок согласования технических условий с системным оператором. В этом случае заявитель уведомляется об увеличении срока и дате его завершения. При этом сетевая организация направляет заявителю для подписания заполненный и подписанный ею проект договора в 2-х экземплярах и технические условия как неотъемлемое приложение к договору, согласованные с системным оператором, не позднее 3-х рабочих дней со дня их согласования с системным оператором.

Сетевая организация в течение 3 рабочих дней рассматривает заявку, а также приложенные к ней документы и сведения и проверяет их на соответствие требованиям, указанным в пунктах 2.7., 2.8. и 2.12. – 2.14. настоящих Рекомендаций. При отсутствии сведений и документов, указанных в пунктах 2.7., 2.8. и 2.12. – 2.14. настоящих Рекомендаций, сетевая организация не позднее 3 рабочих дней со дня получения заявки направляет заявителю уведомление о необходимости в течение 20 рабочих дней со дня его получения представить недостающие сведения и (или) документы и приостанавливает рассмотрение заявки до получения недостающих сведений и документов. В случае непредставления заявителем недостающих

документов и сведений в течение 20 рабочих дней со дня получения указанного уведомления сетевая организация аннулирует заявку и уведомляет об этом заявителя в течение 3 рабочих дней со дня принятия решения об аннулировании заявки. После получения недостающих сведений от заявителя сетевая организация рассматривает заявку и направляет заявителю для подписания заполненный и подписанный ею проект договора в 2 экземплярах и технические условия (как неотъемлемое приложение к договору) в сроки, предусмотренные настоящим пунктом для соответствующей категории заявителя, исчисляемые со дня представления заявителем недостающих сведений.

Заявитель подписывает оба экземпляра проекта договора в течение 10 рабочих дней с даты получения подписанного сетевой организацией проекта договора и направляет в указанный срок один экземпляр сетевой организации с приложением к нему документов, подтверждающих полномочия лица, подписавшего такой договор.

В случае несогласия с представленным сетевой организацией проектом договора и (или) несоответствия его настоящим Рекомендациями заявитель вправе в течение 10 рабочих дней со дня получения подписанного сетевой организацией проекта договора и технических условий направить сетевой организации мотивированный отказ от подписания проекта договора с предложением об изменении представленного проекта договора и требованием о приведении его в соответствие с настоящими Рекомендациями.

Указанный мотивированный отказ направляется заявителем в сетевую организацию заказным письмом с уведомлением о вручении.

В случае ненаправления заявителем подписанного проекта договора либо мотивированного отказа от его подписания, но не ранее чем через 30 дней со дня получения заявителем подписанного сетевой организацией проекта договора и технических условий, поданная этим заявителем заявка аннулируется.

В случае направления заявителем в течение 10 дней после получения от сетевой организации проекта договора мотивированного отказа от подписания этого проекта договора с требованием о приведении его в соответствие с настоящими Рекомендациями сетевая организация обязана привести проект договора в соответствие с настоящими Рекомендациями в течение 10 рабочих дней с даты получения такого требования и представить заявителю новую редакцию проекта договора для подписания, а также технические условия как неотъемлемое приложение к договору.

Договор считается заключенным с даты поступления подписанного заявителем экземпляра договора в сетевую организацию.

При заключении договора в отношении энергопринимающих устройств, в отношении которых ранее заключенный договор с заявителем расторгнут по решению суда по основанию, предусмотренному пунктом 2.23. настоящих Рекомендаций, исполнение сетевой организацией обязательств по вновь заключенному с таким заявителем договору начинается не ранее даты и времени уплаты заявителем сетевой организации неустойки по предыдущему договору.

В случае если в заявке в качестве вида договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, который заявитель намеревается заключить, указан договор купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), заявитель в течение 10 дней с даты получения от сетевой

организации заполняет и подписывает проект договора на оказание услуг по передаче электрической энергии в отношении энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых осуществляется, неотъемлемой частью которого после завершения процедуры технологического присоединения являются установленные документами о технологическом присоединении условия из числа существенных условий договора на оказание услуг по передаче электрической энергии, определенных соответствующими правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, и направляет в указанный срок этот подписанный проект договора на оказание услуг по передаче электрической энергии сетевой организации с приложением к нему документов, подтверждающих полномочия лица, подписавшего такой проект договора. При этом заявитель в части тех условий, которые включены в проект договора на оказание услуг по передаче электрической энергии в виде описания исчерпывающего перечня вариантов применения этих условий, вправе выбрать тот вариант из числа относящихся к этому заявителю, который он считает для себя наиболее приемлемым. При несогласии заявителя с каким-либо условием проекта договора на оказание услуг по передаче электрической энергии, содержание которого установлено правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, по причине несоответствия формулировки такого условия формулировке, предусмотренной настоящими Рекомендациями, либо при его несогласии с каким-либо условием договора на оказание услуг по передаче электрической энергии, содержание которого в соответствии с настоящими Рекомендациями может быть определено по усмотрению сторон, он вправе направить в сетевую организацию предложение о заключении договора на оказание услуг по передаче электрической энергии на иных условиях.

Договор на оказание услуг по передаче электрической энергии в отношении энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых осуществляется, считается заключенным с сетевой организацией с даты поступления подписанного заявителем экземпляра такого договора в сетевую организацию, но не ранее даты заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям указанных энергопринимающих устройств.

2.16. Сетевая организация в срок не позднее 2-х рабочих дней с даты заключения договора с заявителем обязана направить в письменном или электронном виде в адрес субъекта розничного рынка, указанного в заявке, с которым заявитель намеревается заключить договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) в отношении энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых осуществляется, копию подписанного с заявителем договора и копии документов заявителя, предусмотренных пунктом 2.8. настоящих Рекомендаций, имеющихся у сетевой организации на дату направления, а также копию заявки о технологическом присоединении соответствующих энергопринимающих устройств, в которой указан гарантирующий поставщик или энергосбытовая (энергоснабжающая) организация в качестве субъекта розничного рынка, с которым заявитель намеревается заключить соответствующий договор.

2.17. Договор должен содержать следующие существенные условия:

а) перечень мероприятий по технологическому присоединению (определяется в технических условиях, являющихся неотъемлемой частью договора) и обязательства сторон по их выполнению;

б) срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, который исчисляется со дня заключения договора и не может превышать:

в случаях осуществления технологического присоединения к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, при этом расстояние от существующих электрических сетей необходимого класса напряжения до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности и от сетевой организации не требуется выполнение работ по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства, включенных (подлежащих включению) в инвестиционные программы сетевых организаций (в том числе смежных сетевых организаций), и (или) объектов по производству электрической энергии, за исключением работ по строительству объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики:

- 15 рабочих дней (если в заявке не указан более продолжительный срок) для осуществления мероприятий по технологическому присоединению, отнесенных к обязанностям сетевой организации, - при временном технологическом присоединении;

- 4 месяца - для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 670 кВт включительно;

- 1 год - для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 670 кВт;

в иных случаях:

- 15 рабочих дней (если в заявке не указан более продолжительный срок) - при временном технологическом присоединении заявителей, энергопринимающие устройства которых являются передвижными и имеют максимальную мощность до 150 кВт включительно, если расстояние от энергопринимающего устройства заявителя до существующих электрических сетей необходимого класса напряжения составляет не более 300 метров;

- 6 месяцев - для заявителей, указанных в пунктах 2.10.1, 2.12, и 4.1. настоящих. Рекомендаций, если технологическое присоединение осуществляется к электрическим сетям, уровень напряжения которых составляет до 20 кВ включительно, и если расстояние от существующих электрических сетей необходимого класса напряжения до границ участка заявителя, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности;

- 1 год - для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет менее 670 кВт, а также для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет не менее 670 кВт, при технологическом присоединении к объектам электросетевого хозяйства организации по управлению единой национальной (общегосударственной) электрической сетью;

- 2 года - для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет не менее 670 кВт, в том числе при технологическом



присоединении к объектам электросетевого хозяйства организации по управлению единой национальной (общегосударственной) электрической сетью, если для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств или объектов электроэнергетики заявителя требуется выполнение работ по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства, включенных (подлежащих включению) в инвестиционные программы смежных сетевых организаций, и (или) объектов по производству электрической энергии.

Для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет не менее 670 кВт, по инициативе (обращению) заявителя договором могут быть установлены иные сроки (но не более 4 лет). В случае заключения сетевой организацией договора со смежной сетевой организацией в соответствии с требованиями пункта 5.1. настоящих Рекомендаций срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению определяется в порядке, установленном настоящими Рекомендациями;

в) положение об ответственности сторон за несоблюдение установленных договором и настоящими Рекомендациями сроков исполнения своих обязательств, в том числе:

право заявителя в одностороннем порядке расторгнуть договор при нарушении сетевой организацией сроков технологического присоединения, указанных в договоре;

обязанность сторон договора при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренного договором, в случае если плата за технологическое присоединение по договору составляет (устанавливается национальным законодательством) сумму в национальной валюте, уплатить другой стороне договора неустойку, равную 5-ти процентам от указанного общего размера платы за технологическое присоединение по договору за каждый день просрочки (а в случае если плата за технологическое присоединение по договору превышает (устанавливается национальным законодательством) сумму в национальной валюте, уплатить другой стороне договора неустойку, равную 0,25 процента от указанного общего размера платы за каждый день просрочки), при этом совокупный размер такой неустойки при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению заявителем не может превышать размер неустойки, определенный в предусмотренном настоящим абзацем порядке за год просрочки;

обязанность сторон договора при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению уплатить понесенные другой стороной договора расходы в размере, определенном в судебном акте, связанные с необходимостью принудительного взыскания неустойки, предусмотренной абзацем третьим настоящего подпункта, в случае необоснованного уклонения либо отказа от ее уплаты;

право сетевой организации обратиться в суд с иском о расторжении договора в случае, предусмотренном пунктом 2.23. настоящих Рекомендаций;

г) порядок разграничения балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон;

д) размер платы за технологическое присоединение, определяемый в

соответствии с национальным законодательством (при осуществлении технологического присоединения по индивидуальному проекту размер платы за технологическое присоединение определяется с учетом особенностей, установленных разделом 3 настоящих Рекомендаций);

е) порядок и сроки внесения заявителем платы за технологическое присоединение.

2.18. Заявители несут балансовую и эксплуатационную ответственность в границах своего участка, до границ участка заявителя балансовую и эксплуатационную ответственность несет сетевая организация, если иное не установлено соглашением между сетевой организацией и заявителем, заключенным на основании его обращения в сетевую организацию.

Для целей настоящих Рекомендаций под границей участка заявителя понимаются подтвержденные правоустанавливающими документами границы земельного участка, либо границы иного недвижимого объекта, на котором (в котором) находятся принадлежащие потребителю на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, либо передвижные объекты заявителей, указанные в пункте 2.11. настоящих Рекомендаций, в отношении которых предполагается осуществление мероприятий по технологическому присоединению.

2.19. При осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя, находящихся в нежилых помещениях, расположенных в многоквартирных домах, под границей участка заявителя понимается граница балансовой принадлежности, определенная в документах о технологическом присоединении к электрической сети соответствующего многоквартирного дома, а при их отсутствии, если соглашением сторон не предусмотрено иное, границей участка заявителя является место соединения питающей линии сетевой организации с ближайшим к такому нежилому помещению предусмотренным проектом на многоквартирный дом вводным устройством (вводно-распределительным устройством, главным распределительным щитом), установленным на вводе питающей линии в соответствующее здание или его обособленную часть.

При осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя, находящихся в нежилых помещениях, расположенных в объектах капитального строительства, не относящихся к многоквартирным домам, под границей участка заявителя понимается подтверждаемая правоустанавливающими документами граница земельного участка, на котором расположен объект капитального строительства, в составе которого находятся принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства заявителя.

2.20. Внесение платы заявителями, указанными в пункте 2.10.1. настоящих Рекомендаций, за технологическое присоединение энергопринимающих устройств с максимальной мощностью свыше 15кВт и до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), а также заявителями, указанными в пункте 4.1. настоящих Рекомендаций, осуществляется в следующем порядке:

а) 15 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней с даты заключения договора;

б) 30 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 60 дней с даты заключения договора, но не позже даты фактического присоединения;

в) 45 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня фактического присоединения;

г) 10 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня подписания акта об осуществлении технологического присоединения.

2.21. Обязательства сторон по выполнению мероприятий по технологическому присоединению в случае заключения договора с лицами, указанными в пунктах 2.10.1. , 2.12. и 4.1. настоящих Рекомендаций, распределяются следующим образом:

заявитель исполняет указанные обязательства в пределах границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя;

сетевая организация исполняет указанные обязательства (в том числе в части урегулирования отношений с иными лицами) до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя.

2.22. Для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет менее величины мощности устанавливаемой национальным законодательством, внесение платы за технологическое присоединение (за исключением случаев, урегулированных пунктом 2.10.2. настоящих Рекомендаций) осуществляется в следующем порядке:

а) 10 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня заключения договора;

б) 30 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 60 дней со дня заключения договора;

в) 20 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 180 дней со дня заключения договора;

г) 30 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня фактического присоединения;

д) 10 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 10 дней со дня подписания акта об осуществлении технологического присоединения.

2.23. Нарушение заявителем установленного договором срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению (в случае если техническими условиями предусмотрен поэтапный ввод в работу энергопринимающих устройств - мероприятий, предусмотренных очередным этапом) на срок равный сроку договора, но не более 12 месяцев может служить основанием для расторжения договора по требованию сетевой организации по решению суда.

2.24. Срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению (в случае если техническими условиями предусмотрен поэтапный ввод в работу энергопринимающих устройств - мероприятий, предусмотренных очередным этапом) считается нарушенным заявителем при наступлении хотя бы одного из следующих обстоятельств:

а) заявитель не направил в адрес сетевой организации уведомление о выполнении им мероприятий, предусмотренных техническими условиями, в том числе уведомление об устранении замечаний, полученных по результатам проверки выполнения технических условий;

б) заявитель уклоняется от проведения проверки выполнения технических условий, в том числе от проведения повторного осмотра энергопринимающего устройства после доставки сетевой организации направленного заявителем уведомления об устранении замечаний, выявленных в результате проверки выполнения технических условий;

в) заявитель не устранил замечания, выявленные в результате проведения проверки выполнения технических условий;

г) заявитель ненадлежащим образом исполнил обязательства по внесению платы за технологическое присоединение.

2.25. Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливается исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в размере не более установленной национальным законодательством суммы при присоединении заявителя, владеющего объектами, отнесенными к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

В отношении указанных в пункте 2.10.1. настоящих Рекомендаций заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), в договоре (по желанию таких заявителей) предусматривается беспроцентная рассрочка платежа в размере 95 процентов платы за технологическое присоединение с условием ежеквартального внесения платы равными долями от общей суммы рассрочки на период до трех лет с даты подписания сторонами акта об осуществлении технологического присоединения.

В отношении заявителей, обратившихся в целях технологического присоединения объектов по производству электрической энергии атомных станций или гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) к объектам электросетевого хозяйства, соответствующим критериям отнесения к единой национальной (общегосударственной) электрической сети, в договоре (по желанию таких заявителей) в соответствии с национальным законодательством может быть предусмотрена рассрочка внесения платы за технологическое присоединение на период, исчисляемый со дня подписания сторонами акта об осуществлении технологического присоединения.

При предоставлении сетевой организацией по желанию указанных заявителей рассрочки внесения платы за технологическое присоединение денежные средства, в

том числе проценты в связи с предоставлением рассрочки, вносятся равными платежами не позднее последнего рабочего дня II и IV кварталов соответствующего года. Указанные платежи рассчитываются исходя из сроков предоставления рассрочки и процентов, определенных в договоре в размере устанавливаемых национальным законодательством процентов годовых остатка задолженности по плате за технологическое присоединение, установленной уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

Включение в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей инвестиционной составляющей на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами единой национальной (общегосударственной) электрической сети, за исключением расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до границы участка заявителя, не допускается.

Размер платы за технологическое присоединение устанавливается уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

В границах административных районов, городских округов и на внутригородских территориях городов республиканского значения одно и то же лицо может осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном основании, соответствующих критериям, указанным в абзаце первом настоящего пункта, с платой за технологическое присоединение в размере, не превышающем установленную национальным законодательством сумму, не более одного раза в течение трех лет.

Положения о размере платы за технологическое присоединение, указанные в абзаце первом настоящего пункта, не могут быть применены в следующих случаях:

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, принадлежащих лицам, владеющим земельным участком по договору аренды, заключенному на срок не более одного года, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства;

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов.

В отношении садоводческих, огороднических, дачных некоммерческих объединений и иных некоммерческих объединений (гаражно-строительных, гаражных кооперативов) размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств не должен превышать установленную национальным законодательством сумму, умноженную на количество членов этих объединений, при условии присоединения каждым членом такого объединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединений на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

В отношении граждан, объединивших свои гаражи и хозяйственные постройки (погреба, сараи), размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств не должен превышать установленную национальным законодательством сумму, умноженную на количество таких граждан, при условии присоединения каждым собственником этих построек не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединенных построек на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств религиозных организаций не должен превышать установленную национальным законодательством сумму при условии присоединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств таких организаций на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

2.26. Мероприятия по технологическому присоединению включают в себя:

а) подготовку, выдачу сетевой организацией технических условий и их согласование с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах), а в случае выдачи технических условий электростанцией - согласование их с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) и со смежными сетевыми организациями;

б) разработку сетевой организацией проектной документации согласно обязательствам, предусмотренным техническими условиями;

в) разработку заявителем проектной документации в границах его земельного участка согласно обязательствам, предусмотренным техническими условиями, и ее проверка на соответствие выданным техническим условиям осуществляется в соответствии с национальным законодательством за исключением случаев, когда в соответствии с национальным законодательством о градостроительной деятельности разработка проектной документации не является обязательной;

г) выполнение технических условий заявителем и сетевой организацией, включая осуществление сетевой организацией мероприятий по подключению энергопринимающих устройств под действие аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики а также выполнение заявителем и сетевой организацией требований по созданию (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики;

д) проверку выполнения заявителем и сетевой организацией технических условий в соответствии с разделом 8 настоящих Рекомендаций;

е) выполнение мероприятий по вводу объектов электроэнергетики заявителя, сетевой организации и иных лиц, построенных (реконструированных, модернизированных) в рамках выполнения мероприятий по технологическому присоединению, а также входящих в их состав оборудования, комплексов и устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления в работу в составе электроэнергетической системы.

2.27. Заявители, указанные в пункте 2.12. настоящих Рекомендаций, технологическое присоединение объектов которых осуществляется по III-ей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, заявители - юридические лица или индивидуальные предприниматели, технологическое присоединение энергопринимающих устройств (максимальной мощностью до 150 кВт включительно с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств) которых осуществляется по II-ой категории надежности к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, и сетевая организация в отношении объектов электросетевого хозяйства классом напряжения до 20 кВ включительно, построенных (реконструированных) ею в рамках исполнения технических условий в целях осуществления технологического присоединения объектов заявителя, оформляют акт о выполнении технических условий по форме согласно Приложения №12 и направляют в адрес органа государственного энергетического надзора уведомления о готовности на ввод в эксплуатацию объектов, содержащие следующие сведения:

а) реквизиты заявителя (для юридических лиц - полное наименование, основной государственный регистрационный номер в едином государственном реестре юридических лиц и дата внесения в реестр, для индивидуальных предпринимателей - основной государственный регистрационный номер индивидуального предпринимателя в едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей и дата внесения в реестр) или в ином реестре;

б) наименование и местонахождение энергопринимающих устройств заявителя, максимальная мощность энергопринимающих устройств и класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя;

в) наименование и местонахождение, максимальная мощность и класс напряжения объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций, построенных (реконструированных) в рамках исполнения технических условий в целях осуществления технологического присоединения объектов заявителя (указываются лицом, не являющимся заявителем);

г) сведения о назначении ответственного за электрохозяйство и (или) его заместителе с указанием фамилии, имени, отчества, группы по электробезопасности и контактной информации.

2.28. К уведомлению о готовности на ввод в эксплуатацию объектов прилагаются следующие документы:

а) копия технических условий;

б) копия акта о выполнении заявителем технических условий (в случаях предусмотренных национальным законодательством для технологического присоединения объектов заявителей, указанных в пункте 2.12. настоящих Рекомендаций, технологическое присоединение которых осуществляется по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, заявителей - юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, максимальная мощность которых составляет до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), по второй категории надежности;

в) копии разделов проектной документации, предусматривающих технические решения, обеспечивающие выполнение технических условий, в том числе решения по схеме внешнего электроснабжения (схеме выдачи мощности объектов по производству электрической энергии), релейной защите, за исключением случаев, когда в соответствии с национальным законодательством о градостроительной деятельности разработка проектной документации не является обязательной;

г) нормальные (временные нормальные) схемы электрических соединений объектов электроэнергетики (в отношении объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций классом напряжения до 20 кВ включительно, построенных (реконструированных) в целях осуществления технологического присоединения объектов заявителя, предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение).

2.29. Уведомление о готовности на ввод в эксплуатацию объектов и прилагаемые к нему документы направляются заявителем в отношении построенных им объектов в адрес органа государственного энергетического надзора в течение пяти дней со дня оформления акта о выполнении технических условий способом, позволяющим установить дату отправки и получения уведомления о готовности на ввод в эксплуатацию объектов.

Уведомление о готовности на ввод в эксплуатацию объектов и прилагаемые к нему документы направляются сетевой организацией в орган государственного энергетического надзора в отношении объектов электросетевого хозяйства классом напряжения до 20 кВ включительно, построенных (реконструированных) в рамках исполнения технических условий в целях осуществления технологического присоединения объектов заявителя, в срок не позднее пяти дней до дня оформления акта об осуществлении технологического присоединения способом, позволяющим установить дату отправки и получения уведомления о готовности на ввод в эксплуатацию объектов.

2.30. Объекты, указанные в пункте 2.27. настоящих Рекомендаций, считаются введенными в эксплуатацию с даты направления в орган государственного энергетического надзора уведомления о готовности на ввод в эксплуатацию объектов.

2.31. Заявитель, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого составляет менее 150 кВт включительно, вправе в инициативном порядке представить в сетевую организацию разработанную им в соответствии с пунктом 2.26. настоящих Рекомендаций проектную документацию на подтверждение ее соответствия техническим условиям.



Сетевая организация, а также соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления, в случае если технические условия подлежат в соответствии с настоящими Рекомендациями согласованию с таким субъектом оперативно-диспетчерского управления, подтверждают соответствие представленной документации требованиям технических условий или предоставляют заявителю информацию о несоответствии представленной документации требованиям технических условий. Срок подтверждения соответствия документации требованиям технических условий не должен превышать 10 дней со дня получения сетевой организацией документации от заявителя, а в случае, если технические условия подлежат в соответствии с настоящими Рекомендациями согласованию с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления, указанный срок не должен превышать 25 дней. При этом действия сетевой организации, а также соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления, связанные с подтверждением и (или) предоставлением заявителю информации о соответствии (несоответствии) представленной документации требованиям технических условий, совершаются ими без взимания платы.

2.32. Стороны составляют акт об осуществлении технологического присоединения по форме, предусмотренной Приложением № 1 к настоящим Рекомендациям, не позднее трех рабочих дней после осуществления сетевой организацией фактического присоединения объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) заявителя к электрическим сетям и фактического приема (подачи) напряжения и мощности.

По окончании осуществления мероприятий по технологическому присоединению стороны составляют акт согласования технологической и (или) аварийной брони в соответствии с пунктом 2.14. настоящих Рекомендаций.

Запрещается навязывать заявителю услуги и обязательства, не предусмотренные настоящими Рекомендациями.

2.33 Сетевая организация не позднее двух рабочих дней со дня подписания заявителем и сетевой организацией акта об осуществлении технологического присоединения, а также акта согласования технологической и (или) аварийной брони (для заявителей, указанных в пункте 2.14. настоящих Рекомендаций) направляет в письменном или электронном виде копии указанных актов в адрес субъекта рынка электроэнергии, с которым заявителем заключен договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) в отношении энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых осуществляется, либо в случае отсутствия информации у сетевой организации о заключении такого договора на дату отправления - в адрес субъекта рынка электроэнергии, указанного в заявке, с которым заявитель намеревается заключить договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)).

Подлежащие в соответствии с настоящими Рекомендациями исполнению сетевой организацией действия по передаче копий документов заявителей в адрес соответствующих субъектов розничных рынков, а также по допуску к эксплуатации установленного в процессе технологического присоединения прибора учета электрической энергии совершаются сетевыми организациями без взимания платы за их совершение.

В случае если к заявке не приложен подписанный заявителем проект договора энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), оформленный в соответствии с формой договора, размещенной на официальном сайте гарантирующего поставщика, или протокол разногласий к договору, заявитель, при проведении проверки выполнения технических условий со стороны заявителя вправе предоставить надлежащим образом оформленный и подписанный со своей стороны договор, обеспечивающий продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, ранее надлежащим образом оформленный и подписанный со стороны гарантирующего поставщика.

Сетевая организация, получившая от заявителя подписанный с его стороны договор, обеспечивающий продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, обязана вместе с документами, указанными в первом абзаце настоящего пункта, направить такой договор гарантирующему поставщику, с которым заявитель намерен заключить указанный договор, не позднее двух рабочих дней со дня его представления в сетевую организацию.

В случае если заявителем на момент направления в адрес сетевой организации акта об осуществлении технологического присоединения надлежащим образом не оформлен со своей стороны ранее полученный от сетевой организации проект договора, обеспечивающий продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, то после оформления и подписания со своей стороны указанного проекта договора заявитель направляет его самостоятельно гарантирующему поставщику, указанному в заявке, а также в сетевую организацию для организации фактической подачи напряжения и мощности.

2.34. Сетевая организация ежеквартально представляет системному оператору информацию с разбивкой по центрам питания о максимальной мощности энергопринимающих устройств, в отношении которых сетевой организацией выданы технические условия в предыдущем квартале, с приложением копий всех выданных за этот квартал технических условий, в том числе выданных при перераспределении максимальной мощности, отказе от максимальной мощности или при восстановлении (переоформлении) документов о технологическом присоединении.

2.35. В целях подготовки технических условий сетевая организация в течение пяти рабочих дней с даты получения заявки направляет ее копию на рассмотрение системному оператору (за исключением заявок, поданных заявителями, указанными в пунктах 2.10.-2.12. настоящих Рекомендаций). Системный оператор в течение 15 дней со дня получения проекта технических условий от сетевой организации рассматривает заявку и осуществляет согласование проекта технических условий на технологическое присоединение в отношении присоединяемых объектов по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых превышает 5 МВт или увеличивается на 5 МВт и выше, а также присоединяемых объектов электросетевого хозяйства, максимальная мощность которых превышает 5 МВт или увеличивается на 5 МВт и выше, и энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых превышает 5 МВт или увеличивается на 5 МВт и выше.

2.36. В случае если в ходе проектирования у заявителя возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления должны быть согласованы с выдавшей их сетевой организацией с последующей корректировкой технических условий. При этом сетевая организация в течение

10 рабочих дней с даты обращения заявителя вправе согласовать указанные изменения технических условий, если корректировка не влечет изменения стоимости договора об осуществлении технологического присоединения. В иных случаях, корректировка технических условий производится одновременно с перезаключением договора об осуществлении технологического присоединения.

В случае если в соответствии с настоящими Рекомендациями технические условия согласовывались с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах), сетевая организация обязана согласовать с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) отступления от выданных заявителю технических условий. Системный оператор (субъект оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) в течение 5-и рабочих дней согласовывает такие отступления либо представляет обоснованные замечания. Системный оператор (субъект оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) рассматривает повторно направленные доработанные отступления от выданных заявителю технических условий и направляет в сетевую организацию информацию о результатах повторного рассмотрения в течение пяти дней со дня получения указанных отступлений.

2.37. Срок действия технических условий не может составлять менее 2-х лет и более 5-и лет.

В случаях если технические условия в соответствии с настоящими Рекомендациями подлежат согласованию с системным оператором (соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе), сетевая организация обязана согласовать с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) представленную заявителем на согласование сетевой организации проектную документацию по выполнению технических условий, а также отступления от выданных заявителю технических условий. При этом сетевая организация направляет субъекту оперативно-диспетчерского управления одну из двух копий проектной документации, представленной в сетевую организацию заявителем в печатном или электронном виде (на CD или картах памяти) в течение 2-х дней со дня ее получения.

2.38. В технических условиях для заявителей, за исключением лиц, указанных в пунктах 2.10.1. и 2.12. настоящих Рекомендаций, должны быть указаны:

а) схемы выдачи или приема мощности и точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы);

б) максимальная мощность в соответствии с заявкой и ее распределение по каждой точке присоединения к объектам электросетевого хозяйства;

в) распределение обязанностей между сторонами по исполнению технических условий (мероприятия по технологическому присоединению в пределах границ участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя,

осуществляются заявителем, а мероприятия по технологическому присоединению до границы участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, включая урегулирование отношений с иными лицами, осуществляются сетевой организацией);

г) обоснованные требования к усилению существующей электрической сети сетевых организаций, а также смежных сетевых организаций в связи с присоединением новых мощностей (строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электроснабжения), а также обоснованные требования к строительству (реконструкции) объектов по производству электрической энергии в связи с присоединением новых мощностей (включая увеличение сечения проводов и кабелей, замену или увеличение мощности трансформаторов, установку устройств регулирования напряжения, расширение распределительных устройств на объектах по производству электрической энергии). Указанные требования к усилению существующей электрической сети смежных сетевых организаций подлежат включению в технические условия в случае, если технические условия подлежат согласованию в соответствии с пунктом 2.35. настоящих Рекомендаций с системным оператором. В целях выполнения указанных требований сетевая организация осуществляет, в том числе, урегулирование отношений со смежными сетевыми организациями в порядке, предусмотренном пунктами 5.1. и 5.2. настоящих Рекомендаций;

д) требования к устройствам релейной защиты, регулированию реактивной мощности, противоаварийной и режимной автоматике, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжения, к контролю и поддержанию качества электроэнергии, а также к приборам учета электрической энергии и мощности (активной и реактивной). В целях выполнения указанных требований сетевая организация осуществляет, в том числе, урегулирование отношений со смежными сетевыми организациями в порядке, предусмотренном пунктами 5.1. и 5.2. настоящих Рекомендаций;

е) требования по подключению энергопринимающих устройств под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики, требования к мощности энергопринимающих устройств, подключаемой под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики. В целях выполнения указанных требований сетевая организация осуществляет, в том числе, урегулирование отношений со смежными сетевыми организациями в порядке, предусмотренном пунктами 5.1. и 5.2. настоящих Рекомендаций;

ж) требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты, сетевой, противоаварийной и режимной автоматики, регистрации аварийных событий и процессов, размещению устройств, обеспечивающих дистанционный ввод графиков временного отключения потребления в соответствии с требованиями соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления. В целях выполнения указанных требований сетевая организация осуществляет, в том числе, урегулирование отношений со смежными сетевыми организациями в порядке, предусмотренном пунктами 5.1. и 5.2. настоящих Рекомендаций;

з) требования по установке автономного резервного источника питания в случаях присоединения энергопринимающих устройств по особой группе первой категории надежности, а также в случае временного технологического присоединения, если для его осуществления необходима установка таких источников в соответствии с настоящими Рекомендациями;

и) требования к параметрам работы и характеристикам линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, обеспечивающим функционирование объектов заявителя в составе национальной (общегосударственной) энергосистемы и их участие в режимном и противоаварийном управлении электроэнергетических систем и иными обязательными требованиями, установленными нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики. В целях выполнения указанных требований сетевая организация осуществляет, в том числе, урегулирование отношений со смежными сетевыми организациями в порядке, предусмотренном пунктами 5.1. и 5.2. настоящих Рекомендаций.

2.39. В технических условиях для заявителей, предусмотренных пунктами 2.10.1. и 2.12. настоящих Рекомендаций, должны быть указаны:

а) точки присоединения, которые не могут располагаться далее 25 метров от внешней границы участка, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя;

б) максимальная мощность в соответствии с заявкой и ее распределение по каждой точке присоединения к объектам электросетевого хозяйства;

в) обоснованные требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей (строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, модернизация оборудования, реконструкция объектов электросетевого хозяйства, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электрической энергии), обязательные для исполнения сетевой организацией за счет ее средств;

г) требования к приборам учета электрической энергии (мощности), устройствам релейной защиты и устройствам, обеспечивающим контроль величины максимальной мощности;

д) распределение обязанностей между сторонами по исполнению технических условий (мероприятия по технологическому присоединению в пределах границ участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, осуществляются заявителем, а мероприятия по технологическому присоединению до границы участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, включая урегулирование отношений с иными лицами, осуществляются сетевой организацией).

2.40. В случае технологического присоединения энергопринимающих устройств, принадлежащих гражданам, ведущим садоводство, огородничество или дачное хозяйство в индивидуальном порядке на территории садоводческого, огороднического или дачного некоммерческого объединения, сетевой организацией при разработке технических условий должна предусматриваться возможность

введения ограничения режима потребления заявителя в предусмотренных национальным законодательством случаях при обеспечении поставки электрической энергии другим потребителям без ограничения режима их потребления.

2.41. Требования, указанные в подпунктах "в" - "д" пункта 2.38. настоящих Рекомендаций, обязательны для выполнения как заявителем, так и сетевой организацией. При этом разграничение обязательств по выполнению этих требований определяется в договоре и учитывается соответственно при расчете платы за технологическое присоединение.

Для заявителей (за исключением лиц, указанных в пунктах 2.10.1. и 2.12. настоящих Рекомендаций), максимальная мощность энергопринимающих устройств которых свыше 150 кВт и менее 670 кВт, указываются сведения, предусмотренные подпунктами "а" - "в" и "д" пункта 2.38. настоящих Рекомендаций.

Требования, предъявляемые к приборам учета электрической энергии и мощности (активной и реактивной) в соответствии с 2.37. и 2.38. настоящих Рекомендаций, должны соответствовать требованиям, установленным правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, - для субъектов оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии - для субъектов розничных рынков.

2.42. При невыполнении заявителем технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения сетевая организация по обращению заявителя вправе продлить срок действия ранее выданных технических условий. При этом дополнительная плата не взимается.

При изменении условий технологического присоединения по окончании срока действия технических условий сетевая организация вправе выдать заявителю новые технические условия, учитывающие выполненные по ранее выданным техническим условиям мероприятия. В этом случае выдача новых технических условий не влечет за собой недействительность договора при условии согласования сроков выполнения сторонами мероприятий по технологическому присоединению.

Выдача новых технических условий в рамках действующего договора заявителям - физическим лицам осуществляется без взимания дополнительной платы.

### **3. КРИТЕРИИ НАЛИЧИЯ (ОТСУТСТВИЯ) ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОЗМОЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ ПРОЕКТУ**

3.1. Критериями наличия технической возможности технологического присоединения являются:

а) сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электроэнергии) для прочих потребителей, энергопринимающие установки которых на момент подачи заявки заявителя присоединены к электрическим сетям сетевой организации или смежных сетевых организаций;

б) отсутствие ограничений на максимальную мощность в объектах электросетевого хозяйства, к которым надлежит произвести технологическое присоединение;

в) отсутствие необходимости реконструкции или расширения (сооружения новых) объектов электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций либо строительства (реконструкции) генерирующих объектов для удовлетворения потребности заявителя.

3.2. В случае несоблюдения любого из указанных в пункте 3.1. настоящих Рекомендаций критериев считается, что техническая возможность технологического присоединения отсутствует.

Включение мероприятий по реконструкции или расширению (сооружению новых) объектов электросетевого хозяйства (за исключением объектов заявителей, указанных в пункте 2.11. настоящих Рекомендаций) и (или) мероприятий по строительству (реконструкции) генерирующих объектов, проведение которых необходимо для обеспечения присоединения объектов заявителя, в инвестиционные программы сетевых организаций, в том числе смежных сетевых организаций, и (или) наличие обязательств производителей электрической энергии по предоставлению мощности, предусматривающих осуществление указанных мероприятий, означают наличие технической возможности технологического присоединения и являются основанием для заключения договора независимо от соответствия критериям, указанным в подпунктах "а" - "в" пункта 3.1. настоящих Рекомендаций.

3.3. В случае если у сетевой организации отсутствует техническая возможность технологического присоединения энергопринимающих устройств, указанных в заявке, технологическое присоединение осуществляется по индивидуальному проекту в порядке, установленном настоящими Рекомендациями, с учетом особенностей, установленных настоящим разделом.

3.4. Если присоединение энергопринимающих устройств требует строительства (реконструкции) объекта электросетевого хозяйства, не включенного в указанные в пункте 3.2. настоящих Рекомендаций инвестиционные программы на очередной период регулирования, и (или) строительства (реконструкции) генерирующего объекта, не включенного в обязательства производителей электрической энергии по предоставлению мощности, сетевая организация в 30-дневный срок после получения заявки направляет в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов заявление об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту (далее - заявление об установлении платы). В случае технологического присоединения к объектам единой национальной электрической сети сетевая организация обращается в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для расчета платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту не позднее 15 месяцев с даты заключения соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту (далее - соглашение о порядке взаимодействия), заключенного в соответствии с пунктами 3.4.-3.6. настоящих Рекомендаций. К заявлению об установлении платы прилагаются следующие материалы:

а) проект договора;

б) проектная документация (в случае технологического присоединения к объектам единой национальной (общегосударственной) электрической сети);

в) индивидуальные технические условия, являющиеся неотъемлемым приложением к договору (в случае, если индивидуальные технические условия в соответствии с настоящими Рекомендациями подлежат согласованию с системным оператором, - индивидуальные технические условия, согласованные с системным оператором);

г) калькуляция затрат на технологическое присоединение с выделением стоимости каждого мероприятия, необходимого для осуществления сетевой организацией технологического присоединения по индивидуальному проекту;

д) расчет необходимой валовой выручки по технологическому присоединению с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета), выполненный в соответствии с национальным законодательством.

3.5. В случае нарушения по вине сетевой организации установленных сроков и порядка направления в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов заявления об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту сетевая организация обязана: в соответствии с условиями соглашения о порядке взаимодействия уплатить заявителю не позднее наступления даты полной оплаты заявителем услуги по технологическому присоединению по индивидуальному проекту, предусмотренной договором, неустойку, рассчитанную за каждый день просрочки как произведение 0,014 ключевой ставки центрального (национального) банка, установленной на дату заключения договора, и стоимости мероприятий, связанных с подготовкой индивидуальных технических условий и разработкой проектной документации (в случае, если заявка была подана на технологическое присоединение к объектам единой национальной (общегосударственной) электрической сети), - в размере, указанном в решении уполномоченного органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту);

возместить заявителю понесенные им расходы, связанные с необходимостью принудительного взыскания неустойки, предусмотренной абзацем вторым настоящего пункта, в размере и порядке, которые определяются в судебном акте.

Совокупный размер неустойки не может превышать размер неустойки, предусмотренный абзацем вторым настоящего пункта, за год просрочки.

3.5.1. При технологическом присоединении по индивидуальному проекту к объектам единой национальной (общегосударственной) электрической сети в соответствии с пунктом 3.4. настоящих Рекомендаций заключается (до заключения соответствующего договора между сторонами) соглашение о порядке взаимодействия, которое содержит положения по взаимодействию сторон при разработке индивидуальных технических условий и проектной документации, а также устанавливает ответственность за неисполнение либо ненадлежащее исполнение сторонами условий соглашения о порядке взаимодействия.

Сетевая организация в течение 10 рабочих дней со дня поступления заявки направляет в адрес заявителя оформленный и подписанный в 2 экземплярах проект соглашения о порядке взаимодействия способом, позволяющим подтвердить факт его получения заявителем.



Соглашение о порядке взаимодействия оформляется сетевой организацией в соответствии с типовым соглашением по форме согласно Приложению № 13.

Соглашение о порядке взаимодействия устанавливает порядок осуществления мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту в части:

- обязательств сетевой организации по разработке индивидуальных технических условий, включая их согласование с системным оператором в случаях, предусмотренных пунктом 2.35. настоящих Рекомендаций;

- сроков разработки сетевой организацией проектной документации;

- прав и обязанностей сетевой организации и заявителя, связанных с взаимодействием при разработке индивидуальных технических условий и проектной документации и возмещением расходов на их осуществление;

- прав и обязанностей сетевой организации и заявителя, связанных с предоставлением информации о технических характеристиках технологического присоединения.

Заявитель в течение 10 рабочих дней со дня получения проекта соглашения о порядке взаимодействия подписывает оба экземпляра и направляет один экземпляр сетевой организации с приложением к нему документов, подтверждающих полномочия лица, подписавшего соглашение о порядке взаимодействия.

В случае несогласия с представленным сетевой организацией проектом соглашения о порядке взаимодействия и (или) несоответствия его настоящим Рекомендациям заявитель вправе в течение 10 рабочих дней со дня получения подписанного сетевой организацией проекта соглашения о порядке взаимодействия направить сетевой организации мотивированный отказ от подписания проекта соглашения о порядке взаимодействия с предложением об изменении представленного проекта соглашения о порядке взаимодействия и требованием о приведении его в соответствие с настоящими Рекомендациями. Указанный мотивированный отказ направляется заявителем в сетевую организацию заказным письмом с уведомлением о вручении.

В случае направления заявителем в течение 10 рабочих дней после получения от сетевой организации проекта соглашения о порядке взаимодействия мотивированного отказа от подписания проекта соглашения о порядке взаимодействия с требованием приведения его в соответствие с настоящими Рекомендациями сетевая организация обязана привести проект соглашения о порядке взаимодействия в соответствие с настоящими Рекомендациями в течение 10 рабочих дней со дня получения такого требования и направить заявителю новую редакцию проекта соглашения о порядке взаимодействия для подписания.

Соглашение о порядке взаимодействия считается заключенным со дня получения сетевой организацией подписанного заявителем соглашения о порядке взаимодействия, если иное не установлено соглашением о порядке взаимодействия.

При осуществлении технологического присоединения по индивидуальному проекту к объектам единой национальной (общегосударственной) электрической сети поданная заявителем заявка аннулируется сетевой организацией в случае:

- поступления в сетевую организацию отказа заявителя от подписания соглашения о порядке взаимодействия, за исключением мотивированного отказа с требованием приведения соглашения о порядке взаимодействия в соответствие с настоящими Рекомендациям;

- ненаправления заявителем подписанного проекта соглашения о порядке взаимодействия, но не ранее чем через 30 рабочих дней со дня получения заявителем подписанного сетевой организацией проекта соглашения о порядке взаимодействия.

Заявитель вправе в одностороннем порядке отказаться от исполнения соглашения о порядке взаимодействия до дня установления платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов при условии предварительного письменного уведомления сетевой организации, направленного не позднее чем за 10 рабочих дней до дня, указанного заявителем, начиная с которого заявитель отказывается от исполнения обязательств, и при условии возмещения сетевой организации фактически понесенных ею расходов, связанных с подготовкой индивидуальных технических условий и разработкой проектной документации.

Возмещение расходов, понесенных сетевой организацией в ходе выполнения мероприятий по подготовке индивидуальных технических условий и разработке проектной документации, осуществляется заявителем в течение 10 дней со дня поступления соответствующих требований от сетевой организации с учетом особенностей, предусмотренных абзацем шестым пункта 3.8. настоящих Рекомендаций.

По инициативе заявителя с согласия сетевой организации в соглашение о порядке взаимодействия могут быть включены обязательства заявителя:

по разработке проектной документации и передаче ее сетевой организации;

по внесению авансового платежа за осуществление сетевой организацией мероприятий по технологическому присоединению, связанных с разработкой проектной документации и индивидуальных технических условий.

В случае включения в соглашение о порядке взаимодействия обязательств заявителя по внесению авансового платежа такой платеж засчитывается в качестве:

- возмещения расходов сетевой организации на подготовку индивидуальных технических условий и разработку проектной документации, если заявитель в одностороннем порядке отказался от исполнения соглашения о порядке взаимодействия или заключения договора;

- оплаты по договору об осуществлении технологического присоединения в части стоимости мероприятий по подготовке индивидуальных технических условий и разработке проектной документации, включенной в установленную плату за технологическое присоединение по индивидуальному проекту.

Денежные средства, полученные сетевой организацией в качестве авансового платежа по соглашению о порядке взаимодействия, превышающие стоимость мероприятий по подготовке индивидуальных технических условий и разработке проектной документации, подлежат возврату заявителю в течение 10 дней:

- со дня получения сетевой организацией уведомления заявителя об отказе от исполнения соглашения о порядке взаимодействия или заключения договора в размере, превышающем фактическую стоимость указанных мероприятий;

- со дня установления платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в размере, превышающем стоимость указанных мероприятий, включенную в плату за технологическое присоединение по индивидуальному проекту, если иное не установлено договором по индивидуальному проекту.

3.6. Сетевая организация уведомляет заявителя о направлении заявления об установлении платы с приложенными к нему материалами в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в срок не позднее 3-х рабочих дней со дня их направления.

Сетевая организация уведомляет заявителя о принятии решения об изменениях технических характеристик технологического присоединения, которые возникли в процессе и (или) по результатам разработки проектной документации и которые могут повлиять на разработку проектной документации заявителя в пределах границ его участка. Сетевая организация должна уведомить заявителя в течение 5 рабочих дней со дня принятия такого решения в случае, если сведения о технических характеристиках технологического присоединения ранее направлялись заявителю по его запросу.

3.7. Уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов утверждает плату за технологическое присоединение по индивидуальному проекту с разбивкой стоимости по каждому мероприятию, необходимому для осуществления технологического присоединения по индивидуальному проекту, в течение 30 рабочих дней со дня поступления заявления об установлении платы.

При отсутствии документов и сведений, необходимых для расчета платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту, уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в течение 7 дней со дня поступления заявления об установлении платы уведомляет об этом сетевую организацию, а сетевая организация направляет в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов соответствующие документы и сведения в срок не позднее 5 дней со дня получения соответствующего уведомления. Уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов утверждает плату за технологическое присоединение по индивидуальному проекту с разбивкой стоимости по каждому мероприятию, необходимому для осуществления технологического присоединения по индивидуальному проекту, в течение 30 рабочих дней со дня получения запрошенных документов и сведений.

В случае если технические условия подлежат в соответствии с настоящими Рекомендациями согласованию с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления, срок утверждения платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту устанавливается уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов. При этом указанный срок не может превышать 45 рабочих дней.

3.8. В случае осуществления технологического присоединения по индивидуальному проекту сетевая организация направляет заявителю для подписания заполненный и подписанный со своей стороны проект договора в 2 экземплярах, индивидуальные технические условия (в случае, если индивидуальные технические условия в соответствии с настоящими Рекомендациям подлежат согласованию с системным оператором, - индивидуальные технические условия, согласованные с системным оператором), являющиеся неотъемлемым приложением к этому договору, а также копию решения уполномоченного органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту не позднее 3 рабочих дней со дня вступления в силу указанного решения.

В случае если заявитель выразит согласие осуществить расчеты за технологическое присоединение по индивидуальному проекту в размере, установленном уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов, сетевая организация не вправе отказать в заключении договора. Заявитель подписывает оба экземпляра проекта договора в течение 10 рабочих дней со дня получения подписанного сетевой организацией проекта договора и направляет в указанный срок один экземпляр договора сетевой организации с приложением к нему документов, подтверждающих полномочия лица, подписавшего такой договор

Исполнение указанных в индивидуальных технических условиях мероприятий либо их части может быть осуществлено как сетевой организацией, так и заявителем (по выбору заявителя).

В случае если мероприятия по технологическому присоединению по индивидуальному проекту либо их часть осуществляются заявителем, в договоре указываются конкретные мероприятия, выполняемые заявителем, при этом размер платы за технологическое присоединение для заявителя уменьшается на стоимость выполняемых им мероприятий, указанную в решении уполномоченного органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

В случае если после установления платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту сетевой организацией был получен отказ заявителя от заключения договора по индивидуальному проекту либо не направлен заявителем в адрес сетевой организации подписанный проект договора по индивидуальному проекту в течение 30 рабочих дней со дня получения такого договора заявителем, заявитель в течение 10 дней со дня предъявления соответствующих требований оплачивает сетевой организации фактически понесенные ею расходы, связанные с подготовкой индивидуальных технических условий и разработкой проектной документации (в случае, если заявка была подана на технологическое присоединение к объектам единой национальной (общегосударственной) электрической сети), в размере равном стоимости этих мероприятий, указанной в решении уполномоченного органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту, с учетом особенностей, предусмотренных абзацем шестым настоящего пункта.

В случае если в соответствии с соглашением о порядке взаимодействия заявителем был выплачен авансовый платеж, сетевая организация вправе предъявить

требования о возмещении расходов в соответствии с абзацем пятым настоящего пункта только в части превышения размера таких расходов над размером авансового платежа.

3.9. В случае если для осуществления технологического присоединения энергопринимающего устройства заявителя по индивидуальному проекту сетевой организации необходимо осуществление строительства (реконструкции) объекта электросетевого хозяйства, не включенного в инвестиционные программы на очередной период регулирования, и (или) сетевой организации необходимо подать заявку на осуществление технологического присоединения в вышестоящую сетевую организацию, срок направления сетевой организацией заявителю проекта договора, индивидуальных технических условий, являющихся неотъемлемым приложением к договору, и расчета платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту продлевается на срок, установленный для заключения договора с вышестоящей сетевой организацией, и на срок расчета уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту, определяемой для вышестоящей сетевой организации в отношении объектов указанного заявителя.

При этом уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов при расчете платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту в составе указанной платы учитывается размер платы за технологическое присоединение, утвержденный (рассчитанный) для присоединения сетевой организации к вышестоящей сетевой организации в целях присоединения указанного заявителя в запрошенных им объемах.

В случае если в целях осуществления технологического присоединения объектов заявителя по индивидуальному проекту необходимо осуществить технологическое присоединение сетевой организации (к электрическим сетям которой непосредственно планируется присоединение заявителя) к сетям вышестоящей сетевой организации, плата за технологическое присоединение такого заявителя по индивидуальному проекту утверждается уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов при условии наличия утвержденной (рассчитанной) в установленном порядке платы за технологическое присоединение сетевой организации к электрическим сетям вышестоящей сетевой организации.

3.10. В целях проверки обоснованности установления сетевой организацией факта отсутствия технической возможности по критериям, указанным в подпунктах "а" - "в" пункта 3.1. настоящих Рекомендаций, заявитель вправе обратиться в орган государственного энергетического надзора для получения заключения о наличии (отсутствии) технической возможности технологического присоединения сетевой организацией.

Орган государственного энергетического надзора направляет заявителю заключение о наличии (отсутствии) технической возможности технологического присоединения в срок не позднее 30 дней со дня поступления соответствующего обращения.

3.11. Ограничения на технологическое присоединение дополнительной мощности возникают в случае, если полное использование потребляемой (генерирующей) мощности всех ранее присоединенных, вновь присоединяемых

энергопринимающих устройств заявителя (с учетом ранее выданных технических условий, срок действия которых не истек) может привести к загрузке объектов электросетевого хозяйства с превышением значений, определенных техническими регламентами или иными обязательными требованиями.

3.11.1. При наличии ограничения на технологическое присоединение дополнительной мощности допускается присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств в пределах величины мощности, не вызывающей ограничений в использовании потребляемой (генерирующей) мощности всех ранее присоединенных к данным сетям потребителей электрической энергии, либо в заявленном объеме по согласованию с указанными потребителями.

3.11.2. Положения настоящего раздела не применяются к лицам, указанным в пунктах 2.10.1. и 2.12. настоящих Рекомендаций, в случае осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств указанных заявителей к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно.

#### **4. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПОСРЕДСТВОМ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ, А ТАКЖЕ ОСОБЕННОСТИ ОТКАЗА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ОТ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ В ПОЛЬЗУ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

4.1. Лица, имеющие на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, в отношении которых в установленном порядке было осуществлено технологическое присоединение к электрическим сетям, вправе по соглашению с иными владельцами энергопринимающих устройств снизить объем максимальной мощности собственных энергопринимающих устройств с одновременным перераспределением объема снижения максимальной мощности в пользу иных владельцев от объема максимальной мощности, указанной в документах о технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителя, в пределах действия соответствующего центра питания (с учетом положений пункта 4.4 настоящих Рекомендаций) (при осуществлении перераспределения максимальной мощности в электрических сетях классом напряжения от 0,4 до 35 кВ центром питания считается питающая подстанция с классом напряжения 35 кВ, при осуществлении перераспределения максимальной мощности в электрических сетях классом напряжения свыше 35 кВ центром питания считается распределительное устройство подстанции, к которому осуществлено технологическое присоединение энергопринимающих устройств лица, перераспределяющего свою максимальную мощность). При этом потребители электрической энергии, энергоснабжение энергопринимающих устройств которых осуществляется по третьей категории надежности электроснабжения, не вправе перераспределять свою максимальную мощность в пользу потребителей, энергоснабжение энергопринимающих устройств которых осуществляется по первой или второй категориям надежности электроснабжения.

Лица, заключившие соглашение о перераспределении максимальной мощности между принадлежащими им энергопринимающими устройствами (далее - соглашение о перераспределении мощности), направляют уведомление, подписанное сторонами соглашения о перераспределении мощности (далее - уведомление о

перераспределении), сетевой организации, к объектам электросетевого хозяйства которой ранее были в установленном порядке присоединены энергопринимающие устройства лица, намеревающегося перераспределить свою максимальную мощность.

В уведомлении о перераспределении указываются наименования и реквизиты сторон соглашения о перераспределении мощности, центр питания, к которому осуществлено технологическое присоединение энергопринимающих устройств лица, намеревающегося перераспределить свою максимальную мощность, местонахождение этих устройств (электрических сетей) и объем перераспределяемой мощности. К уведомлению о перераспределении прилагаются:

- копии технических условий, выданных лицу, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется;
- копия акта об осуществлении технологического присоединения;
- заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств лица, в пользу которого предполагается перераспределить избыток максимальной мощности;
- заверенная копия заключенного соглашения о перераспределении мощности.

При отсутствии сведений и документов, прилагаемых к уведомлению о перераспределении, технологическое присоединение посредством перераспределения мощности не осуществляется.

Допускается перераспределение объема максимальной мощности нескольких лиц в пользу одного лица в пределах действия одного центра питания.

Сетевая организация в течение 5 рабочих дней со дня получения уведомления о перераспределении направляет его копию, а также копии приложенных к нему документов субъекту оперативно-диспетчерского управления в следующих случаях:

- технические условия, которые сетевая организация должна выдать лицу, в пользу которого предполагается перераспределить максимальную мощность, в соответствии с настоящими Рекомендациями подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления;
- технические условия, ранее выданные лицу, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется, в соответствии с настоящими Рекомендациями были согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

В соглашении о перераспределении мощности предусматриваются следующие обязательства сторон:

- выполнить в полном объеме мероприятия по технологическому присоединению энергопринимающих устройств, предусмотренные техническими условиями, выданными сетевой организацией лицу, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется, а также лицу, в пользу которого осуществляется перераспределение мощности;
- вносить изменения и (или) подписывать новые документы о технологическом присоединении, фиксирующие объем максимальной мощности после ее перераспределения (технические условия, акт об осуществлении технологического присоединения), а также документы, определяющие порядок взаимодействия сторон

соглашения о перераспределении мощности с сетевой организацией, до осуществления фактического технологического присоединения лица, в пользу которого перераспределяется максимальная мощность.

Соглашение о перераспределении максимальной мощности заключается по форме согласно Приложению № 11.

4.2. Лица, указанные в первом абзаце пункта 4.1. настоящих Рекомендаций, вправе представить в сетевую организацию, к объектам которой непосредственно технологически присоединены соответствующие энергопринимающие устройства, заявление о намерении перераспределить максимальную мощность принадлежащих им энергопринимающих устройств в пользу иных лиц.

В заявлении должны быть указаны следующие сведения:

- наименование лица, которое намеревается осуществить перераспределение максимальной мощности принадлежащих ему энергопринимающих устройств, и его контактные данные;

- место нахождения энергопринимающих устройств указанного лица;

- объем планируемой к перераспределению максимальной мощности.

К заявлению прилагаются:

- копия акта об осуществлении технологического присоединения или иных документов, подтверждающих объем максимальной мощности;

- согласие на предоставление сведений, представленных в заявлении, иным лицам, в том числе согласие на публикацию таких сведений на официальном сайте сетевой организации или ином официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», определяемом в установленном национальным законодательством порядке.

Сетевая организация не вправе отказать лицам, указанным в абзаце первом пункта 4.1. настоящих Рекомендаций и намеревающимся перераспределить максимальную мощность принадлежащих им энергопринимающих устройств в пользу иных лиц, в принятии таких заявлений и обязана опубликовать информацию о наименовании лица, которое намеревается осуществить перераспределение максимальной мощности принадлежащих ему энергопринимающих устройств, и его контактные данные, об объеме планируемой к перераспределению максимальной мощности, а также о наименовании и месте нахождения центра питания в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии в установленном национальным законодательством порядке.

Принятие заявлений от лиц, указанных в абзаце первом пункта 4.1. настоящих Рекомендаций и намеревающихся перераспределить максимальную мощность принадлежащих им энергопринимающих устройств в пользу иных лиц, и публикация информации о таких лицах сетевой организацией осуществляется без взимания платы.

4.3. Лицо, заинтересованное в перераспределении в свою пользу максимальной мощности других лиц, вправе обратиться в сетевую организацию за информацией о лицах, которые намереваются осуществить перераспределение максимальной мощности принадлежащих им энергопринимающих устройств в пользу иных лиц.



В обращении должно быть указано наименование лица, заинтересованного в перераспределении мощности в свою пользу, с указанием места нахождения присоединяемых (присоединенных) энергопринимающих устройств, точек присоединения к электрической сети (при их наличии), наименование центра питания (по желанию обратившегося лица) и объема необходимой мощности.

Сетевая организация по обращению указанных лиц обязана направить им в письменном виде информацию о лицах, подавших заявление о намерении перераспределить максимальную мощность принадлежащих им энергопринимающих устройств, находящихся в пределах действия указанного центра питания, либо, если центр питания не указан в обращении, находящихся в пределах действия центра питания, ближайшего к месту нахождения энергопринимающих устройств, указанных в обращении, в пользу иных лиц в необходимом объеме, в порядке и за плату в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии в установленном национальным законодательством порядке.

4.4. Не допускается снижение объема максимальной мощности собственных энергопринимающих устройств с одновременным перераспределением объема снижения максимальной мощности в пользу иных владельцев от объема максимальной мощности, указанной в документах о технологическом присоединении энергопринимающих устройств, следующими лицами:

а) юридические лица или индивидуальные предприниматели, осуществившие технологическое присоединение энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств) по третьей категории надежности;

б) лица, технологическое присоединение которых осуществлено по временной схеме электроснабжения;

в) физические лица в отношении энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно;

г) лица, энергопринимающие устройства которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства, соответствующим критериям отнесения объектов к единой национальной (общегосударственной) электрической сети;

д) лица, не внесшие плату за технологическое присоединение либо внесшие плату за технологическое присоединение не в полном объеме.

4.5. Любое лицо, заинтересованное в перераспределении в свою пользу максимальной мощности других лиц, энергопринимающие устройства которых присоединены в установленном порядке к электрическим сетям, вправе при наличии согласия этих лиц обратиться в сетевую организацию, к сетям которой присоединены их энергопринимающие устройства, за расчетом стоимости технологического присоединения посредством перераспределения максимальной мощности (далее - запрос расчета).

В запросе расчета указываются:

наименование лица, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется (с указанием местонахождения энергопринимающих

устройств, точек присоединения к электрической сети и перераспределяемой мощности);

наименование лица, в пользу которого перераспределяется максимальная мощность, с указанием местонахождения присоединяемых (присоединенных) энергопринимающих устройств, точек присоединения к электрической сети (при их наличии) и объема перераспределяемой максимальной мощности.

В случае если лицом, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется, ранее не подавалось заявление о намерении перераспределить свою максимальную мощность в пользу иных лиц, к запросу расчета прилагаются копии акта об осуществлении технологического присоединения или иного документа, подтверждающего объем максимальной мощности такого лица.

4.6. В случае если иное не установлено пунктом 4.12. настоящих Рекомендаций, сетевая организация по обращению лиц, указанных в пункте 4.5. настоящих Рекомендаций, в течение 30 дней обязана направить этим лицам в письменном виде информацию, содержащую:

- расчет стоимости технологического присоединения для лиц, желающих осуществить технологическое присоединение путем перераспределения максимальной мощности энергопринимающих устройств других лиц;

- сведения о точках возможного присоединения к электрической сети энергопринимающих устройств лица, в пользу которого перераспределяется максимальная мощность;

- требования к изменению устройств релейной защиты и устройств, обеспечивающих контроль величины максимальной мощности энергопринимающих устройств лиц, перераспределяющих максимальную мощность в пользу другого лица, в случае эксплуатационной принадлежности этих устройств лицам, перераспределяющим максимальную мощность энергопринимающих устройств;

- срок осуществления сетевой организацией мероприятий по технологическому присоединению.

Информация предоставляется на возмездной основе, при этом плата не может составлять более суммы, установленной национальным законодательством по запросу расчета.

4.7. К отношениям, возникающим после получения сетевой организацией уведомления о перераспределении, в отношении лиц, в пользу которых предполагается перераспределить максимальную мощность, применяются положения, установленные настоящими Рекомендациями для технологического присоединения энергопринимающих устройств, если иное не предусмотрено настоящим разделом.

Срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств лиц, в пользу которых предполагается перераспределить максимальную мощность, не может превышать 30 дней в случае отсутствия необходимости строительства (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до границ участка заявителя и (или) отсутствия необходимости выполнения работ по строительству (реконструкции) объектов электросетевого

хозяйства, включенных (подлежащих включению) в инвестиционные программы сетевых организаций (в том числе смежных сетевых организаций), и (или) объектов по производству электрической энергии.

Срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств лиц, в пользу которых предполагается перераспределить максимальную мощность, при технологическом присоединении таких лиц к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, если расстояние от существующих электрических сетей необходимого класса напряжения до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности и если в соответствии с техническими условиями сетевой организации не требуется выполнения работ по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства, включенных (подлежащих включению) в инвестиционные программы сетевых организаций (в том числе смежных сетевых организаций), и (или) объектов по производству электрической энергии, за исключением работ по строительству объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до присоединяемых энергопринимающих устройств потребителя и (или) объектов электроэнергетики, не может превышать:

- 120 дней - для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 670 кВт;

- 1 год - для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 670 кВт.

В случае если перераспределение мощности осуществляется в пределах действия одного центра питания лицом, ранее присоединенным к электрическим сетям, в пользу лица, ранее присоединенного к электрическим сетям, срок осуществления сетевой организацией мероприятий по технологическому присоединению не может превышать 30 дней.

В случае если необходимо выполнить работы по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства, включенных (подлежащих включению) в инвестиционные программы сетевых организаций (в том числе смежных сетевых организаций), и (или) объектов по производству электрической энергии, мероприятия по технологическому присоединению выполняются сетевой организацией в сроки, установленные пунктом 2.17. настоящих Рекомендаций.

До выполнения в полном объеме технических условий лицом, максимальная мощность которого перераспределяется, а также лицом, в пользу которого осуществляется перераспределение мощности, присоединение энергопринимающих устройств лица, в пользу которого перераспределена максимальная мощность, не производится.

4.8. Лицо, заключившее соглашение о перераспределении мощности, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется, обязано осуществить необходимые действия по уменьшению максимальной мощности своих энергопринимающих устройств до завершения срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств лица, в пользу которого по соглашению о

перераспределении мощности перераспределяется максимальная мощность, а также выполнить следующие действия:

- реализовать в полном объеме мероприятия по технологическому присоединению, предусмотренные техническими условиями, выданными сетевой организацией и согласованными субъектом оперативно-диспетчерского управления в случаях, установленных настоящими Рекомендациями;

- внести изменения в документы, предусматривающие взаимодействие с сетевой организацией, и подписать документы о технологическом присоединении, фиксирующие объем максимальной мощности после ее перераспределения, в соответствии с соглашением о перераспределении мощности.

Сетевая организация обязана направить лицу, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется по соглашению о перераспределении мощности, информацию об изменениях, внесенных в ранее выданные ему технические условия, не позднее 10 рабочих дней со дня выдачи технических условий лицу, в пользу которого перераспределяется максимальная мощность по соглашению о перераспределении мощности. В случае если в соответствии с настоящими Рекомендациями технические условия подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления, указанный срок продлевается на срок согласования изменений, внесенных в технические условия, с таким субъектом. При этом заключения договора между сетевой организацией и лицом, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется по соглашению о перераспределении мощности, не требуется.

4.9. Технические условия, выдаваемые сетевой организацией лицу, в пользу которого предполагается перераспределить максимальную мощность, подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в случаях, предусмотренных настоящими Рекомендациями. В этом случае срок направления такому лицу проекта договора и технических условий продлевается на срок согласования технических условий с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Технические условия, выдаваемые сетевой организацией лицу, в пользу которого осуществляется перераспределение максимальной мощности, должны содержать требования, определенные настоящими Рекомендациями.

Указанные технические условия также должны включать обоснованные требования по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, необходимых для обеспечения перераспределения максимальной мощности, предусматривающие в том числе строительство объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до объектов заявителя.

В случае если технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств лица, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется, подлежат в соответствии с настоящими Рекомендациями согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления, изменения в технические условия, формируемые сетевой организацией в связи с перераспределением мощности, также должны быть согласованы с таким субъектом.

4.10. Изменения, вносимые в технические условия, подлежащие направлению сетевой организацией лицу, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется, должны содержать сведения:

- о величине максимальной мощности объектов заявителя после перераспределения;

- о мероприятиях по перераспределению максимальной мощности по точкам присоединения;

- о мероприятиях по установке (замене) устройств, обеспечивающих контроль величины максимальной мощности для снижения ее величины в объемах, предусмотренных соглашением о перераспределении мощности;

- о требованиях к релейной защите и автоматике, в том числе к противоаварийной и режимной автоматике.

4.11. Сетевая организация направляет копии переоформленных технических условий и акта об осуществлении технологического присоединения лица, осуществившего перераспределение максимальной мощности в пользу иного лица или в пользу сетевой организации, а также акта об осуществлении технологического присоединения лица, в чью пользу была перераспределена максимальная мощность, субъекту розничного рынка, с которым у лица, осуществившего перераспределение максимальной мощности, заключен договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)). Направление указанных документов осуществляется сетевой организацией без взимания платы и в срок, не превышающий 3-х дней со дня оформления таких документов.

4.12. Сетевая организация вправе отказать в представлении информации, указанной в пункте 4.6. настоящих Рекомендаций, и (или) заключении договора с лицом, в пользу которого перераспределяется максимальная мощность, по следующим причинам:

- а) уведомление о перераспределении и (или) запрос расчета поданы в сетевую организацию, не владеющую сетевыми объектами, к которым присоединены энергопринимающие устройства лица (лиц), максимальная мощность которых перераспределяется;

- б) уведомление о перераспределении и (или) запрос расчета не содержат сведений, установленных пунктами 4.1. и 4.5. настоящих Рекомендаций, либо содержат недостоверные сведения;

- в) в заверенной копии заключенного соглашения о перераспределении мощности при представлении уведомления о перераспределении не предусмотрены обязательства лица (лиц), максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется:

- об изменении устройств релейной защиты и устройств, обеспечивающих контроль величины максимальной мощности для снижения объема максимальной мощности в объемах, предусмотренных соглашением о перераспределении мощности, в срок до фактического присоединения лица, в пользу которого перераспределяется максимальная мощность (в случае эксплуатационной принадлежности этих устройств лицу, перераспределяющим максимальная мощность энергопринимающих устройств);

- о внесении изменений в документы, предусматривающие взаимодействие сетевой организации и лиц (лица), максимальная мощность энергопринимающих устройств которых перераспределяется, или подписании новых документов, фиксирующих объем максимальной мощности после ее перераспределения (технические условия, акт об осуществлении технологического присоединения), в срок до осуществления фактического присоединения энергопринимающих устройств лица, в пользу которого перераспределяется максимальная мощность.

4.13. Заявители (за исключением лиц, указанных в пункте 2.11. настоящих Рекомендаций), имеющие на праве собственности или ином законном основании энергопринимающие устройства, в отношении которых в установленном порядке осуществлялось фактическое технологическое присоединение, вправе снизить объем максимальной мощности (избыток, реализованный потенциал энергосбережения и др.) собственных энергопринимающих устройств с одновременным перераспределением объема снижения максимальной мощности в пользу сетевой организации от объема максимальной мощности, указанной в документах о технологическом присоединении.

Для уменьшения максимальной мощности энергопринимающих устройств заявителем в адрес сетевой организации, к объектам электросетевого хозяйства которой присоединены энергопринимающие устройства заявителя, направляется заявка об уменьшении максимальной мощности.

В заявке об уменьшении максимальной мощности указываются:

- наименование и реквизиты заявителя;
- местонахождение этих устройств (электрических сетей);
- объем максимальной мощности;
- объем мощности, на который уменьшается максимальная мощность.

К заявке прилагаются копии документов о технологическом присоединении.

Сетевая организация в течение 5 рабочих дней со дня получения заявки на уменьшение максимальной мощности направляет копию заявки, а также копии приложенных к ней документов субъекту оперативно-диспетчерского управления в случае, если ранее выданные заявителю технические условия подлежат согласованию с таким субъектом.

4.14. Сетевая организация при обращении заявителей, указанных в пункте 4.13. настоящих Рекомендаций, в течение 30 дней со дня такого обращения обязана направить этим заявителям:

- соглашение об уменьшении максимальной мощности, предусматривающее обязательства сторон этого соглашения по подписанию документов о технологическом присоединении, фиксирующих объем максимальной мощности после ее уменьшения, а также по внесению изменений в иные документы, предусматривающие взаимодействие сетевой организации и заявителя (при наличии);

- информацию о внесенных в технические условия изменениях, содержащих сведения о величине максимальной мощности объектов заявителя после ее уменьшения в связи с отказом в пользу сетевой организации, мероприятиях по перераспределению максимальной мощности по точкам присоединения,

мероприятиях по установке (замене) устройств, обеспечивающих контроль величины максимальной мощности для снижения ее величины в объемах, предусмотренных соглашением о перераспределении мощности, а также мероприятиях по подключению энергопринимающих устройств под действие аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики.

4.15. При осуществлении технологического присоединения посредством перераспределения мощности в соответствии с пунктами 4.1. - 4.12. настоящих Рекомендаций и (или) ее уменьшения в связи с отказом от максимальной мощности в пользу сетевой организации в соответствии с пунктами 4.13. - 4.14. настоящих Рекомендаций до дня составления документов о технологическом присоединении сетевая организация осуществляет проверку выполнения заявителем технических условий.

4.16. Владелец энергопринимающих устройств, ранее технологически присоединенных в надлежащем порядке к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации (далее - владелец ранее присоединенных энергопринимающих устройств), по согласованию с сетевой организацией вправе присоединить к принадлежащим ему объектам электросетевого хозяйства энергопринимающие устройства иного лица при условии соблюдения выданных ранее технических условий (далее - опосредованное присоединение). Опосредованное присоединение может быть осуществлено в случае, если присоединение объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих владельцу ранее присоединенных энергопринимающих устройств, к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации было произведено по установленному национальным законодательством порядку.

4.17. При опосредованном присоединении владелец ранее присоединенных энергопринимающих устройств перераспределяет максимальную мощность принадлежащих ему энергопринимающих устройств в пользу энергопринимающих устройств иного лица.

При технологическом присоединении энергопринимающих устройств иного лица к объектам электросетевого хозяйства владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств, владелец ранее присоединенных энергопринимающих устройств осуществляет деятельность по технологическому присоединению, руководствуясь положениями настоящих Рекомендаций, предусмотренными в отношении сетевых организаций.

4.18. Для согласования с сетевой организацией опосредованного присоединения владелец ранее присоединенных энергопринимающих устройств и лицо, энергопринимающие устройства которого планируется присоединить к объектам электросетевого хозяйства владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств, являющиеся сторонами опосредованного присоединения, направляют подписанное ими уведомление об опосредованном присоединении сетевой организации, содержащее следующие сведения о сторонах опосредованного присоединения:

а) для юридических лиц - основной государственный регистрационный номер в едином государственном реестре юридических лиц и дата внесения в реестр, для индивидуальных предпринимателей - основной государственный регистрационный номер индивидуального предпринимателя в едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей и дата внесения в реестр, для физических лиц -

фамилия, имя, отчество, серия, номер и дата выдачи паспорта или иного документа, удостоверяющего личность, или в ином реестре в соответствии с национальным законодательством;

б) наименование и местонахождение энергопринимающих устройств сторон опосредованного присоединения.

4.19. К уведомлению об опосредованном присоединении, предусмотренному пунктом 4.18. настоящих Рекомендаций, прилагаются:

а) копия технических условий, выданных владельцу ранее присоединенных энергопринимающих устройств;

б) копия технических условий, выданных владельцем ранее присоединенных энергопринимающих устройств лицу, энергопринимающие устройства которого планируется присоединить к объектам электросетевого хозяйства владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств;

в) копия заключенного между сторонами опосредованного присоединения соглашения о перераспределении мощности между принадлежащими им энергопринимающими устройствами в рамках опосредованного присоединения.

4.20. В соглашении, указанном в подпункте "в" пункта 4.19. настоящих Рекомендаций, предусматриваются следующие условия:

а) величина мощности, перераспределяемой в рамках опосредованного присоединения между принадлежащими сторонам энергопринимающими устройствами;

б) порядок компенсации сторонами опосредованного присоединения потерь электрической энергии в электрических сетях владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств.

4.21. Уведомление об опосредованном присоединении и прилагаемые к нему документы, предусмотренные пунктом 4.19. настоящих Рекомендаций, направляются в сетевую организацию не позднее чем за 30 дней до планируемой даты фактического присоединения энергопринимающих устройств к объектам электросетевого хозяйства способом, позволяющим установить дату отправки и получения уведомления.

Сетевая организация осуществляет согласование опосредованного присоединения в течение 3 рабочих дней со дня получения уведомления об опосредованном присоединении и документов.

Сетевая организация отказывает в согласовании опосредованного присоединения в случае, если выданные владельцем ранее присоединенных энергопринимающих устройств технические условия в рамках опосредованного присоединения приводят к нарушению ранее выданных сетевой организацией технических условий владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств, в частности к превышению величины максимальной мощности, указанной в технических условиях, выданных владельцу ранее присоединенных энергопринимающих устройств.

Сетевая организация в случае принятия решения об отказе в согласовании опосредованного присоединения направляет сторонам опосредованного присоединения уведомление о принятом решении.



4.22. Владелец ранее присоединенных энергопринимающих устройств в течение 7 дней со дня фактического присоединения энергопринимающих устройств иных лиц направляет в сетевую организацию копии документов о технологическом присоединении к принадлежащим ему объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств иных лиц в рамках опосредованного присоединения, а также заявление на переоформление документов о технологическом присоединении в порядке, предусмотренном настоящими Рекомендациями.

Сетевая организация в течение 7 дней со дня получения от владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств документов о технологическом присоединении к принадлежащим ему объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств иных лиц в рамках опосредованного присоединения направляет владельцу ранее присоединенных энергопринимающих устройств переоформленные документы о технологическом присоединении.

## **5. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА**

5.1. Сетевая организация обязана подать заявку на технологическое присоединение к сетям смежной сетевой организации в случаях, если:

- максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к ее сетям, превышает значения максимальной мощности, согласованной сетевой организацией и смежной сетевой организацией в акте о разграничении балансовой принадлежности электрических сетей или в акте об осуществлении технологического присоединения данных сетевых организаций;

- сумма максимальных мощностей энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к ее сетям, и объем максимальных мощностей присоединяемых объектов, указанный в заключенных договорах на технологическое присоединение к ее сетевым объектам, превышает объем максимальной мощности, согласованной сетевой организацией и смежной сетевой организацией в акте о разграничении балансовой принадлежности электрических сетей или в акте об осуществлении технологического присоединения данных сетевых организаций, при условии, что полное использование потребляемой (генерирующей) мощности всех ранее присоединенных, вновь присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя (с учетом ранее выданных технических условий, срок действия которых не истек) может привести к загрузке объектов электросетевого хозяйства с превышением значений, определенных техническими регламентами или иными обязательными требованиями;

- для обеспечения присоединения объектов заявителя установлена необходимость усиления электрической сети смежных сетевых организаций и (или) установки нового оборудования на принадлежащих таким лицам энергопринимающих устройствах и (или) генерирующих объектах.

5.2. При присоединении объектов электросетевого хозяйства одной сетевой организации (собственника или иного законного владельца объектов электросетевого хозяйства) к объектам электросетевого хозяйства другой сетевой организации заявка на технологическое присоединение подается в сетевую организацию, электрические сети которой в данной точке присоединения имеют более высокий класс напряжения.

При присоединении объектов электросетевого хозяйства сетевой организации (собственника или иного законного владельца объектов электросетевого хозяйства) к объектам электросетевого хозяйства смежной сетевой организации, имеющим такой же класс напряжения, заявка на технологическое присоединение подается той сетевой организацией, которой требуется увеличение перетока электрической энергии (мощности).

При наличии оснований, предусмотренных абзацем четвертым пункта 5.1. настоящих Рекомендаций, если случай технологического присоединения не соответствует ни одному из критериев, предусмотренных абзацами первым и вторым настоящего пункта, заявка на технологическое присоединение подается той сетевой организацией, к электрическим сетям которой присоединяются объекты заявителя.

5.3. Каждая сетевая организация обязана уведомлять вышестоящую смежную сетевую организацию:

- об объеме максимальной мощности к своим сетевым объектам на 1-е число месяца, следующего за кварталом (срок представления указанных сведений составляет 10 рабочих дней с 1-го числа месяца, следующего за кварталом);

- о суммарной максимальной мощности за прошедший квартал, указанной в полученных от заявителей заявках на технологические присоединения к ее сетевым объектам и заключенных договорах на технологическое присоединение за прошедший квартал (срок представления указанных сведений составляет 20 рабочих дней с 1-го числа месяца, следующего за кварталом);

- об указанных данных, полученных от других смежных организаций, с указанием их центра питания (срок представления указанных сведений составляет 20 дней с даты поступления данных от смежных организаций).

Для целей настоящих Рекомендаций под вышестоящей смежной сетевой организацией понимается смежная сетевая организация, электрические сети которой имеют более высокий класс напряжения. В случае если все смежные сетевые организации имеют одинаковый класс напряжения, вышестоящей смежной сетевой организацией признается сетевая организация, присоединенная к электрической сети более высокого класса напряжения.

Сетевая организация не вправе отказать смежной сетевой организации в заключении договора. В случае если сетевая организация, обязанная в соответствии с настоящими Рекомендациями подать заявку на технологическое присоединение, не подает ее в течение 30 дней, смежная сетевая организация вправе запросить у нее информацию и документы, указанные в пункте 2.13. настоящих Рекомендаций, а также направить ей предложение о заключении договора, а сетевая организация обязана представить сведения и документы, указанные в пункте 2.13. настоящих Рекомендаций, в течение 15 рабочих дней с даты получения запроса смежной сетевой организации и заключить договор в соответствии с настоящими Рекомендациями.

## **6. ОСОБЕННОСТИ ВРЕМЕННОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ**

6.1. Временным технологическим присоединением является технологическое присоединение энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения на уровне напряжения ниже 35 кВ, осуществляемое на ограниченный период времени для обеспечения электроснабжения

энергопринимающих устройств.

Временное технологическое присоединение, а также заключение и исполнение договоров об осуществлении временного технологического присоединения, на основании которых оно производится, осуществляется в соответствии с предусмотренным настоящими Рекомендациями общим порядком технологического присоединения с учетом особенностей, установленных в настоящем разделе.

6.2. Для осуществления временного технологического присоединения необходимо одновременное соблюдение следующих условий:

а) наличие у заявителя заключенного с сетевой организацией договора (за исключением случаев, когда энергопринимающие устройства являются передвижными и имеют максимальную мощность до 150 кВт включительно);

б) временное технологическое присоединение осуществляется для электроснабжения энергопринимающих устройств по третьей категории надежности электроснабжения.

6.3. Не допускается обеспечение электроснабжения введенных в эксплуатацию объектов капитального строительства с использованием энергопринимающих устройств, присоединенных по временной схеме электроснабжения для обеспечения работ по строительству, реконструкции или капитальному ремонту объектов капитального строительства.

6.4. При временном технологическом присоединении заявителем самостоятельно обеспечивается проведение мероприятий по возведению новых объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства сетевой организации до присоединяемых энергопринимающих устройств. При этом сетевая организация обязана обеспечить техническую подготовку соответствующих объектов электросетевого хозяйства для временного технологического присоединения.

Распределение между заявителем и сетевой организацией обязательств по выполнению мероприятий по временному технологическому присоединению, а также установление границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности осуществляются с учетом требований, установленных настоящим пунктом.

В случае если при временном технологическом присоединении не могут быть соблюдены критерии наличия технической возможности технологического присоединения, предусмотренные пунктом 2.15. настоящих Рекомендаций, сетевая организация в технических условиях указывает объем максимальной мощности объектов электросетевого хозяйства, возможный к использованию заявителем, и объем мощности, который может быть обеспечен в том числе с использованием автономных источников питания для обеспечения присоединяемых энергопринимающих устройств недостающим объемом мощности на период электроснабжения по временной схеме электроснабжения.

Заявителям - юридическим лицам или индивидуальным предпринимателям в целях технологического присоединения по одному источнику электроснабжения энергопринимающих устройств, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 150 кВт включительно, сетевая организация (по желанию таких заявителей) в течение 15 дней со дня заключения договора об

осуществлении временного технологического присоединения предоставляет соответствующие автономные источники питания до окончания срока электроснабжения по временной схеме электроснабжения.

Заявитель компенсирует сетевой организации расходы, связанные с предоставлением автономного резервного источника питания, а также самостоятельно несет расходы по его эксплуатации.

В случае если заявителем принимается решение об электроснабжении своих энергопринимающих устройств с использованием автономных источников питания, предоставленных не сетевой организацией, то сетевая организация аннулирует соответствующую заявку, поданную в целях временного технологического присоединения, в порядке, предусмотренном пунктом 2.15. настоящих Рекомендаций.

6.5. Электроснабжение энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых осуществлено по временной схеме электроснабжения, осуществляется:

а) до наступления срока технологического присоединения с применением постоянной схемы электроснабжения, установленного договором. Если в соответствии с договором мероприятия по технологическому присоединению реализуются поэтапно, энергоснабжение энергопринимающих устройств по временной схеме электроснабжения осуществляется до завершения того из этапов, на котором будет обеспечена возможность электроснабжения таких энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения на объем максимальной мощности, указанный в заявке, направляемой заявителем в целях временного технологического присоединения;

б) в случаях, когда энергопринимающие устройства являются передвижными и имеют максимальную мощность до 150 кВт включительно, - на срок до 12 месяцев.

6.6. Энергопринимающие устройства, технологическое присоединение которых осуществлено по временной схеме электроснабжения, могут быть отсоединены до истечения сроков, предусмотренных пунктом 6.5. настоящих Рекомендаций, в следующем случае:

а) по обращению заявителя, поданному не позднее 10 дней до планируемой даты отсоединения;

б) при расторжении договора об осуществлении технологического присоединения с применением постоянной схемы электроснабжения.

6.7. По окончании срока, на который осуществлялось технологическое присоединение с применением временной схемы электроснабжения, или при наличии основания для его досрочного прекращения, указанного в пункте 6.6. настоящих Рекомендаций, энергоснабжение энергопринимающих устройств должно быть полностью ограничено в соответствии с правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, положениями о функционировании розничных рынков электрической энергии, полным и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии, с одновременным расторжением договора энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) и договора на оказание услуг по передаче электрической энергии в установленном порядке. В случае осуществления временного технологического присоединения с использованием автономных

источников питания, предоставленных заявителю сетевой организацией, полное ограничение режима потребления электрической энергии вводится в соответствии с соглашением между сетевой организацией и заявителем, заключаемым при предоставлении заявителю указанных автономных источников питания.

Работы по отсоединению энергопринимающих устройств могут быть осуществлены сетевой организацией после завершения мероприятий по введению полного ограничения режима потребления электрической энергии.

Сетевая организация обязана предварительно, но не позднее чем за 10 рабочих дней до дня отсоединения, письменно уведомить заявителя, энергопринимающие устройства которого технологически присоединены с применением временной схемы электроснабжения, о дате и времени осуществления работ по отсоединению таких устройств от объектов электросетевого хозяйства сетевой организации. Заявитель в день и время, указанные в уведомлении сетевой организации, обязан обеспечить доступ представителей сетевой организации к таким устройствам и присутствие своих представителей (или лично) при осуществлении работ по отсоединению.

После осуществления отсоединения энергопринимающих устройств сетевая организация составляет в 3-х экземплярах акт об отсоединении энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых было осуществлено по временной схеме электроснабжения, и в течение 5 рабочих дней направляет по одному экземпляру акта заявителю и гарантирующему поставщику (энергосбытовой, энергоснабжающей организации) способом, позволяющим установить дату отправки и получения указанного акта.

Работы по отсоединению энергопринимающих устройств могут проводиться в отсутствие заявителя или его представителя в случае наличия подтверждения надлежащего уведомления заявителя о месте и времени осуществления отсоединения, о чем в акте об отсоединении энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых было осуществлено по временной схеме электроснабжения, делается соответствующая отметка.

## **7. ВОССТАНОВЛЕНИЕ И ПЕРЕОФОРМЛЕНИЕ ДОКУМЕНТОВ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРИСОЕДИНЕНИИ**

7.1. Восстановление (переоформление) документов о технологическом присоединении осуществляется в случае обращения в сетевую организацию потребителей электрической энергии с заявлением на восстановление (переоформление) документов о технологическом присоединении (далее - заявление о переоформлении документов).

7.2. В случае, когда в сетевую организацию с заявлением о переоформлении документов обращается смежная сетевая организация или собственник (иной законный владелец) объектов по производству электрической энергии, права и обязанности сторон, возникающие в связи с восстановлением (переоформлением) документов таких сетевых организаций, собственников (иных законных владельцев), а также порядок определения максимальной мощности присоединенных объектов электросетевого хозяйства или установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии устанавливаются соглашением сторон.

При этом, в случае если технические условия в соответствии с настоящими Рекомендациями подлежат (подлежали) согласованию с субъектом оперативно-

диспетчерского управления, сетевая организация, получившая заявление о переоформлении документов от смежной сетевой организации или собственника (иного законного владельца) объекта по производству электрической энергии:

- направляет копию заявления о переоформлении документов субъекту оперативно-диспетчерского управления в течение 2-х рабочих дней со дня ее получения;

- согласовывает с субъектом оперативно-диспетчерского управления выдаваемые технические условия (за исключением случая выдачи дубликата технических условий взамен утраченных);

- проводит проверку выполнения технических условий в соответствии с разделом 8 настоящих Рекомендаций.

Компенсация затрат на изготовление документов о технологическом присоединении в отношении смежной сетевой организации определяется в соответствии с пунктом 7.23. настоящих Рекомендаций.

Если сторонами ранее были составлены акт разграничения балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) сторон, акт разграничения эксплуатационной ответственности сторон и акт об осуществлении технологического присоединения, стороны составляют акт об осуществлении технологического присоединения по форме, предусмотренной Приложением № 1 к настоящим Рекомендациям, при этом действие ранее составленных документов о технологическом присоединении (за исключением технических условий) прекращается.

7.3. Заявитель в рамках договора (в период его действия), собственник или иной законный владелец ранее присоединенных энергопринимающих устройств (далее - лицо, обратившееся с заявлением о переоформлении документов) вправе обратиться в сетевую организацию лично или через представителя с заявлением о переоформлении документов в следующих случаях:

а) восстановление утраченных документов о технологическом присоединении;

б) переоформление документов о технологическом присоединении с целью указания в них информации о максимальной мощности энергопринимающих устройств;

в) переоформление документов о технологическом присоединении в связи со сменой собственника или иного законного владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств;

г) наступление иных обстоятельств, требующих внесения изменений в документы о технологическом присоединении, в том числе связанных с опосредованным присоединением.

7.4. В заявлении о переоформлении документов указываются следующие сведения:

а) реквизиты лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов (для юридических лиц - полное наименование и номер записи в едином государственном реестре юридических лиц, для индивидуальных предпринимателей - номер записи в едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей

и дата ее внесения в реестр, для физических лиц - фамилия, имя, отчество, серия, номер и дата выдачи паспорта или иного документа, удостоверяющего личность, в соответствии с национальным законодательством) или в другом реестре;

б) наименование и место нахождения энергопринимающих устройств лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов;

в) место нахождения лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов.

7.5. Лицо, обратившееся с заявлением о переоформлении документов, указывает документы о технологическом присоединении, которые необходимо восстановить (переоформить), и их реквизиты (при наличии). При поступлении в сетевую организацию заявления о переоформлении актов разграничения балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) сторон и (или) актов разграничения эксплуатационной ответственности сторон сетевая организация подготавливает и выдает обратившемуся лицу акт об осуществлении технологического присоединения по форме, предусмотренной Приложением № 1 к настоящим Рекомендациям, при этом действие ранее составленных документов о технологическом присоединении (за исключением технических условий) прекращается.

7.6. К заявлению о переоформлении документов прилагаются следующие документы:

а) копия документа, подтверждающего право собственности или иное предусмотренное законом основание на объект капитального строительства (нежилое помещение в таком объекте капитального строительства) и (или) земельный участок, на котором расположены объекты лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов, либо право собственности или иное предусмотренное законом основание на энергопринимающие устройства (в случае если энергопринимающие устройства лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов, расположены в нежилых помещениях многоквартирных домов или иных объектах капитального строительства, лицо, обратившееся с заявлением о переоформлении документов, представляет в сетевую организацию копию документа, подтверждающего право собственности или иное предусмотренное законом основание на нежилое помещение в таком многоквартирном доме или ином объекте капитального строительства);

б) доверенность или иные документы, подтверждающие полномочия представителя лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов, в случае если заявление о переоформлении документов подается в сетевую организацию представителем заявителя;

в) копия технических условий, в том числе оформленных на предыдущего собственника или иного законного владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств (при наличии);

г) копии акта разграничения границ балансовой принадлежности сторон, акта разграничения эксплуатационной ответственности сторон, акта об осуществлении технологического присоединения, в том числе оформленных на предыдущего собственника или иного законного владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств (при наличии);

д) копии разделов проектной документации, предусматривающих технические решения, обеспечивающие выполнение технических условий, в том числе решения по схеме внешнего электроснабжения, релейной защите и автоматике, телемеханике и связи (прилагаются при отсутствии технических условий или отсутствии в них и имеющихся документах о технологическом присоединении информации о максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств, если при этом в соответствии с национальным законодательством о градостроительной деятельности разработка проектной документации являлась обязательной);

е) копии иных документов, подтверждающих факт технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям (договора энергоснабжения со всеми приложениями, в том числе оформленными на предыдущего собственника энергопринимающих устройств) в случае отсутствия документов, предусмотренных подпунктом "г" настоящего пункта.

7.7. Копии документов, предусмотренных пунктом 7.6. настоящих Рекомендаций, представляются в сетевую организацию лицом, обратившимся с заявлением о переоформлении документов, с предъявлением оригиналов, которыми располагает соответствующее лицо.

При отсутствии документов у лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов, предусмотренных подпунктами "в" - "е" пункта 7.6. настоящих Рекомендаций, в заявлении о переоформлении документов делается отметка об отсутствии документа (документов).

7.8. Лицом, обратившимся с заявлением о переоформлении документов, в период действия договора к заявлению о переоформлении документов прилагаются документы, предусмотренные подпунктами "а" - "в" пункта 7.6. настоящих Рекомендаций.

7.9 Сетевая организация для целей переоформления документов о технологическом присоединении не вправе требовать представления лицом, обратившимся с заявлением о переоформлении документов, сведений и документов, не предусмотренных настоящими Рекомендациями, а заявитель не обязан представлять сведения и документы, не предусмотренные настоящими Рекомендациями.

7.10. В случае непредставления при подаче заявления о переоформлении документов лицом, обратившимся с заявлением о переоформлении документов, документа, указанного в подпункте "в" пункта 7.6. настоящих Рекомендаций, и его отсутствия у сетевой организации сетевая организация в течение 2 рабочих дней со дня представления заявления о переоформлении документов направляет субъекту оперативно-диспетчерского управления запрос о представлении копий технических условий, в случае если в соответствии с настоящими Рекомендациями технические условия подлежали согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления. Субъект оперативно-диспетчерского управления в течение 2 рабочих дней со дня получения указанного запроса направляет в сетевую организацию копии имеющихся у него технических условий или уведомление об их отсутствии.

7.11. Сетевая организация не позднее 7 дней со дня получения заявления о переоформлении документов, в том числе по причине перехода права собственности



на объект капитального строительства (нежилое помещение в таком объекте капитального строительства) и (или) земельный участок, на котором расположены (будут располагаться) объекты заявителя, либо перехода права собственности или иного предусмотренного законом права на энергопринимающие устройства, выдает в период действия договора дубликаты ранее выданных технических условий или технические условия, оформленные на нового собственника (законного владельца) объекта капитального строительства (земельного участка, энергопринимающего устройства), с обязательным направлением копий в адрес субъекта розничного рынка, указанного в заявке, а в случае смены собственника (законного владельца) ранее присоединенных энергопринимающих устройств - технические условия, оформленные на нового собственника (законного владельца) ранее присоединенных энергопринимающих устройств.

7.12. При получении заявления о переоформлении документов в случаях, указанных в подпунктах "а" и "б" пункта 7.3. настоящих Рекомендаций, сетевая организация в течение 2 рабочих дней направляет субъекту оперативно-диспетчерского управления копию заявления о переоформлении документов и копии приложенных к нему документов, а также копии документов о технологическом присоединении, имеющихся у сетевой организации, в случае если технические условия подлежали согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с настоящими Рекомендациями.

7.13. При получении заявления о переоформлении документов в связи со сменой собственника или иного законного владельца ранее присоединенных энергопринимающих устройств или с наступлением иных обстоятельств, вследствие которых возникает необходимость внесения иных изменений, а также в связи с необходимостью указания в них информации о максимальной мощности, если заявителем представлены в сетевую организацию документы, указанные в подпунктах "в" и "г" или "е" пункта 7.6. настоящих Рекомендаций, или такие документы имеются в наличии у сетевой организации (с учетом пункта 7.10 настоящих Рекомендаций), сетевая организация не позднее 7 дней со дня получения заявления о переоформлении документов выдает лицу, обратившемуся с заявлением о переоформлении документов, переоформленные документы о технологическом присоединении, указанные в заявлении о переоформлении документов, с учетом особенностей, установленных пунктом 7.1. настоящих Рекомендаций.

7.14. В случае если копия технических условий (в том числе оформленных на предыдущего собственника или иного законного владельца энергопринимающих устройств) приложена к заявлению о переоформлении документов или имеется у сетевой организации либо субъекта оперативно-диспетчерского управления, восстановление акта об осуществлении технологического присоединения осуществляется сетевой организацией после проверки выполнения заявителем технических условий, выполняемой с участием заявителя и субъекта оперативно-диспетчерского управления (в случаях если технические условия в соответствии с настоящими Рекомендациями подлежали согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления) в соответствии с разделом 8 настоящих Рекомендаций. При этом представление в сетевую организацию документов, предусмотренных пунктами 8.5. и 8.14. настоящих Рекомендаций, не требуется.

Срок восстановления акта об осуществлении технологического присоединения исчисляется со дня представления в сетевую организацию заявления о

переоформлении документов и не может превышать 15 дней (в случае если технические условия подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления, указанный срок не может превышать 30 дней).

7.15. При получении заявления о переоформлении документов в связи с необходимостью восстановления утраченных технических условий, если к заявлению о переоформлении документов приложены документы, указанные в подпунктах "г" или "е" пункта 7.6. настоящих Рекомендаций, или такие документы имеются в наличии у сетевой организации, сетевая организация осуществляет подготовку и выдачу лицу, обратившемуся с заявлением о переоформлении документов, новых технических условий.

Сетевая организация подготавливает технические условия в соответствии с положениями, предусмотренными пунктом 7.17. настоящих Рекомендаций.

Срок восстановления и выдачи заявителю новых технических условий исчисляется со дня представления в сетевую организацию заявления о переоформлении документов и не может превышать 10 дней (в случае если технические условия подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления, указанный срок не может превышать 25 дней).

7.16. При отсутствии у лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов, и сетевой организации документов, предусмотренных подпунктами "в", "г" и "е" пункта 7.6. настоящих Рекомендаций, сетевая организация при получении заявления о переоформлении документов в связи с необходимостью восстановления утраченных (полностью или частично) документов о технологическом присоединении (в том числе технических условий):

а) в случае если технические условия в соответствии с настоящими Рекомендациями не подлежат (не подлежали) согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления, проводит с участием заявителя осмотр энергопринимающих устройств лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов, с целью определения фактической схемы присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям сетевой организации и по его итогам подготавливает и направляет лицу, обратившемуся с заявлением о переоформлении документов, технические условия и акт об осуществлении технологического присоединения в течение 15 дней со дня получения заявления о переоформлении документов;

б) в случае если в соответствии с настоящими Рекомендациями технические условия подлежат (подлежали) согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления, проводит с участием заявителя осмотр энергопринимающих устройств лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов, с целью определения фактической схемы присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям сетевой организации, по его итогам подготавливает и согласовывает технические условия с субъектом оперативно-диспетчерского управления, направляет согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления технические условия лицу, обратившемуся с заявлением о переоформлении документов, а также проводит проверку выполнения технических условий в соответствии с разделом 8 настоящих Рекомендаций. При этом сетевая организация направляет субъекту оперативно-диспетчерского управления технические условия не позднее 7 дней со дня получения заявления о

переоформлении документов. При проведении проверки выполнения технических условий представление в сетевую организацию документов, предусмотренных пунктом 8.14. настоящих Рекомендаций, не требуется. Срок проведения указанных мероприятий, включая выдачу лицу, обратившемуся с заявлением о переоформлении документов, восстановленных технических условий и акта об осуществлении технологического присоединения, не может превышать 45 дней со дня получения заявления о переоформлении документов.

7.17. В случаях, предусмотренных пунктами 7.15. и 7.16. настоящих Рекомендаций, сетевая организация подготавливает и выдает лицу, обратившемуся с заявлением о переоформлении документов, согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления (в случаях если технические условия в соответствии с настоящими Рекомендациями подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления) технические условия на основании документов, указанных в подпунктах "г" или "е" пункта 7.6. настоящих Рекомендаций, а при их отсутствии - на основании фактической схемы электроснабжения энергопринимающих устройств заявителя.

В восстанавливаемых технических условиях указываются следующие сведения:

- схемы приема мощности и точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции);
- максимальная мощность и ее распределение по каждой точке присоединения к объектам электросетевого хозяйства;
- требования к устройствам релейной защиты, регулированию реактивной мощности, противоаварийной и режимной автоматике, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжения, а также к контролю и поддержанию качества электроэнергии, к приборам учета электрической энергии и мощности (активной и реактивной).

В восстанавливаемых технических условиях заявителей, указанных в пунктах 2.10.1. и 2.12. настоящих Рекомендаций, указываются следующие сведения:

- схемы приема мощности и точки присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции);
- максимальная мощность и ее распределение по каждой точке присоединения к объектам электросетевого хозяйства;
- требования к приборам учета электрической энергии (мощности), устройствам релейной защиты и устройствам, обеспечивающим контроль величины максимальной мощности.

Включение других требований в технические условия не допускается.

В целях определения фактической схемы электроснабжения сетевая организация с участием заявителя осуществляет осмотр ранее присоединенных энергопринимающих устройств, по результатам которого сетевой организацией и заявителем составляется и подписывается акт о выполнении технических условий по форме согласно приложению №12, включающий однолинейную схему электрических сетей внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств.

7.18. При получении сетевой организацией заявления о переоформлении

документов от лица, технологическое присоединение энергопринимающих устройств которого ранее состоялось надлежащим образом по установленным национальным законодательством правилам, сетевая организация вне зависимости от наличия документов, указанных в подпунктах "в" - "е" пункта 7.6. настоящих Рекомендаций, прилагаемых к заявлению о переоформлении документов, не позднее 7 дней со дня получения заявления о переоформлении документов выдает дубликаты ранее оформленных документов о технологическом присоединении либо восстановленные (переоформленные) документы о технологическом присоединении.

Если для лица, подавшего заявление о переоформлении документов в соответствии с настоящим пунктом, по результатам проведения процедуры технологического присоединения были составлены акт разграничения балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) сторон, акт разграничения эксплуатационной ответственности сторон и акт об осуществлении технологического присоединения, сетевая организация на основании ранее составленных документов составляет и выдает акт об осуществлении технологического присоединения по форме, предусмотренной Приложением № 1 к настоящим Рекомендациям, при этом действие ранее составленных документов о технологическом присоединении (за исключением технических условий) прекращается, их дубликаты не выдаются.

7.19. Условия технологического присоединения, в том числе величина максимальной мощности энергопринимающих устройств, в новых технических условиях и акте об осуществлении технологического присоединения должны быть идентичны условиям, указанным в ранее выданных документах о технологическом присоединении.

7.20. В случае если на основании сведений, содержащихся в имеющихся документах о технологическом присоединении или документах, указанных в подпунктах "д" и "е" пункта 7.6. настоящих Рекомендаций, не представляется возможным определить величину максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств (в том числе расчетным способом) и иное не установлено соглашением сторон, при этом в таких документах величина мощности указана в мегавольт-амперах, сетевая организация в новых технических условиях и (или) акте об осуществлении технологического присоединения указывает величину максимальной мощности в киловаттах.

Перерасчет величины максимальной мощности осуществляется сетевой организацией исходя из величины мощности энергопринимающих устройств заявителя, указанной в мегавольт-амперах в имеющихся у заявителя документах о технологическом присоединении, и коэффициента соотношения потребления активной и реактивной мощности (коэффициента реактивной мощности).

В случае отсутствия в документах о технологическом присоединении информации о коэффициенте соотношения потребления активной и реактивной мощности для расчета величины максимальной мощности в киловаттах применяются следующие коэффициенты:

- 0,35 - для точек присоединения напряжением менее 6 кВ;
- 0,4 - для точек присоединения напряжением 6 кВ и выше;
- 0,5 - для точек присоединения напряжением 110 кВ и выше.

7.21. В случае отсутствия у лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов, документов о технологическом присоединении, а также в случае, если в таких документах не указана величина максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств (в том числе расчетным способом) и иное не установлено соглашением сторон, величина максимальной мощности энергопринимающих устройств определяется в рамках границ балансовой принадлежности с указанием величины максимальной мощности для каждой точки присоединения в отношении энергопринимающего устройства, принадлежащего на праве собственности или ином законном основании потребителю, а если у потребителя несколько энергопринимающих устройств, имеющих между собой электрические связи через принадлежащие потребителю объекты электросетевого хозяйства, то величина максимальной мощности энергопринимающих устройств определяется в отношении такой совокупности энергопринимающих устройств. В отношении таких лиц сетевая организация определяет величину максимальной мощности по выбору лица, обратившегося с заявлением о переоформлении документов:

а) исходя из максимальной величины мощности (нагрузки), определенной по результатам проведения контрольных замеров (летний и зимний контрольный замерный день) за последние 5 лет либо за срок, когда контрольные замеры проводились, если этот срок составляет меньше 5 лет. По согласованию сторон допускается использование таких замеров в дни, отличные от летнего и зимнего контрольного замерного дня;

б) исходя из расчетной величины максимальной мощности, определяемой как максимальное значение из почасовых объемов потребления электрической энергии, полученных за последние 3 года, либо, в случае если с момента технологического присоединения (начала оказания услуг по передаче электрической энергии) прошло менее 3 лет, - с момента осуществления технологического присоединения (начала оказания услуг по передаче электрической энергии), в следующем порядке:

- при наличии показаний интервальных расчетных приборов учета электрической энергии за соответствующий период (часть периода) - исходя из их показаний в порядке, предусмотренном основными положениями функционирования рынка электрической энергии;

- при наличии показаний интегральных расчетных приборов учета электрической энергии за соответствующий период (часть периода) - в соответствии с порядком определения почасовых объемов потребления электрической энергии, предусмотренным основным положением функционирования рынка электрической энергии, для 3-го и последующих расчетных периодов подряд, за которые не предоставлены показания расчетного прибора учета, для случая наличия показаний интегральных контрольных приборов учета без ограничения на величину максимальной мощности соответствующих почасовых значений;

- при отсутствии показаний интервальных и интегральных расчетных приборов учета электрической энергии - в соответствии с порядком определения почасовых объемов потребления электрической энергии, предусмотренным основным положением функционирования рынка электрической энергии, для 3-го и последующих расчетных периодов подряд, за которые не предоставлены показания расчетного прибора учета.

7.22. Лицо, обратившееся с заявлением о переоформлении документов, подписывает восстановленные (переоформленные) документы о технологическом присоединении и возвращает один подписанный экземпляр в сетевую организацию в течение 3 дней со дня получения указанных документов. В случае отсутствия мотивированных возражений на представленные в соответствии с настоящим пунктом документы, документы считаются надлежащим образом переоформленными.

В случае если у лица, обратившегося с заявлением на переоформление документов, заключен договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) с субъектом розничного рынка, сетевая организация направляет в письменном или электронном виде копии восстановленных (переоформленных) технических условий и акта об осуществлении технологического присоединения соответствующему субъекту розничного рынка. Направление восстановленных (переоформленных) технических условий и акта об осуществлении технологического присоединения осуществляется сетевой организацией без взимания платы и в сроки, не превышающие 3-х дней со дня возврата лицом, обратившимся с заявлением о переоформлении документов, восстановленных (переоформленных) технических условий и акта об осуществлении технологического присоединения.

7.23. Лицо, обратившееся с заявлением о переоформлении документов, обязано компенсировать сетевой организации затраты на переоформление документов о технологическом присоединении, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 2.42. настоящих Рекомендаций. При этом размер компенсации затрат на изготовление указанных документов не может превышать сумму, установленную национальным законодательством за всю процедуру вне зависимости от количества переоформляемых (восстанавливаемых) документов.

7.24. Сетевая организация осуществляет бессрочное хранение выданных технических условий и документов о технологическом присоединении в бумажной и (или) электронной формах.

## **8. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОВЕРКИ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАЯВИТЕЛЕМ И СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ**

8.1. Проверка выполнения технических условий проводится в отношении каждого технических условий, выданных заявителям.

В отношении заявителей, чьи технические условия в соответствии с настоящими Рекомендациями не подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах), проверка выполнения технических условий осуществляется в соответствии с пунктами 8.2. – 8.10. настоящих Рекомендаций.

В отношении заявителей, чьи технические условия в соответствии с настоящими Рекомендациями подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах), проверка выполнения технических условий осуществляется в соответствии с пунктами 8.12. – 8.23. настоящих Рекомендаций.

8.2. Проверка выполнения заявителем технических условий в случаях, когда не требуется согласование технических условий с субъектом оперативно-диспетчерского

управления, осуществляется сетевой организацией и включает следующие мероприятия:

а) проверка соответствия технических решений, параметров оборудования (устройств) и проведенных мероприятий, указанных в документах, представленных заявителем в соответствии с пунктом 8.5. настоящих Рекомендаций, требованиям технических условий;

б) осмотр сетевой организацией присоединяемых электроустановок заявителя, построенных (реконструированных) в рамках выполнения технических условий, на соответствие фактически выполненным заявителем мероприятий по технологическому присоединению техническим условиям и представленной заявителем проектной документации, а в случаях, если в соответствии с национальным законодательством о градостроительной деятельности разработка проектной документации не является обязательной, - на соответствие требованиям, определенным в технических условиях.

8.3. Одновременно с осмотром присоединяемых электроустановок заявителя осуществляется допуск к эксплуатации установленного в процессе технологического присоединения прибора учета электрической энергии, включающий составление акта допуска прибора учета к эксплуатации в порядке, предусмотренном национальным законодательством.

При этом для допуска к эксплуатации установленного в процессе технологического присоединения прибора учета электрической энергии сетевая организация обязана в сроки и в порядке, которые предусмотрены основными положениями функционирования рынка электрической энергии, обеспечить приглашение для участия в процедуре указанного допуска субъекта розничного рынка, указанного в заявке, с которым заявитель намеревается заключить договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), либо субъекта розничного рынка, с которым заявителем заключен указанный договор, а также иных субъектов рынка электроэнергии, приглашение которых для допуска к эксплуатации прибора учета электрической энергии является обязательным в соответствии с основными положениями функционирования рынка электрической энергии. Сетевая организация несет перед заявителем ответственность за неприглашение на процедуру допуска прибора учета электрической энергии к эксплуатации субъектов розничных рынков, указанных в настоящем пункте, в сроки и в порядке, которые предусмотрены основными положениями функционирования рынка электрической энергии, и обязана в этом случае возместить заявителю расходы, понесенные им в результате применения расчетных способов определения объемов безучетного потребления электрической энергии в отношении соответствующих энергопринимающих устройств.

Мероприятия по проверке выполнения технических условий заявителями с энергопринимающими устройствами мощностью до 150 кВт включительно (по одному источнику электроснабжения), а также заявителями, для которых в соответствии с национальным законодательством о градостроительной деятельности рассматривается вопрос об обязательности разработки проектной документации, проводятся непосредственно в процессе проведения осмотра электроустановок заявителей.

8.4. Сетевая организация проводит осмотр присоединяемых электроустановок заявителя до распределительного устройства (пункта) заявителя (распределительного устройства трансформаторной подстанции, вводного устройства, вводного распределительного устройства, главного распределительного щита, узла учета) включительно.

8.5. Для проведения проверки выполнения технических условий заявитель представляет в сетевую организацию уведомление о выполнении технических условий с приложением следующих документов:

а) копии сертификатов соответствия на электрооборудование (если оборудование подлежит обязательной сертификации) и (или) сопроводительной технической документации (технические паспорта оборудования), содержащей сведения о сертификации;

б) копии разделов проектной документации, предусматривающих технические решения, обеспечивающие выполнение технических условий, в том числе решения по схеме внешнего электроснабжения (схеме выдачи мощности объектов по производству электрической энергии), релейной защите и автоматике, телемеханике и связи, в случае если такая проектная документация не была представлена заявителем в сетевую организацию до направления заявителем в сетевую организацию уведомления о выполнении технических условий (если в соответствии с национальным законодательством о градостроительной деятельности разработка проектной документации является обязательной);

в) документы, содержащие информацию о результатах проведения пусконаладочных работ, приемо-сдаточных и иных испытаний;

г) нормальные (временные нормальные) схемы электрических соединений объекта электроэнергетики, в том числе однолинейная схема электрических соединений (электроустановки).

8.6. Документы, указанные в подпунктах "в" и "г" пункта 8.5. настоящих Рекомендаций, не требуются для представления заявителями, электрохозяйство которых включает в себя только вводное устройство напряжением до 1000 В, осветительные установки, переносное электрооборудование и энергопринимающие устройства номинальным напряжением не выше 380 В.

8.7. Сетевая организация рассматривает представленные заявителем документы, предусмотренные пунктом 8.5. настоящих Рекомендаций, и осуществляет осмотр электроустановок заявителя.

8.8. По результатам мероприятий по проверке выполнения заявителем технических условий сетевая организация в 3-дневный срок составляет и направляет для подписания заявителю подписанный со своей стороны в 2-х экземплярах акт о выполнении технических условий по форме согласно Приложению № 12 (далее - акт о выполнении технических условий).

Заявитель в течение 5 дней со дня получения подписанного сетевой организацией акта о выполнении технических условий возвращает в сетевую организацию один экземпляр подписанного со своей стороны акта о выполнении технических условий.



Акт о выполнении технических условий составляется в отношении заявителей, указанных в пункте 2.10. настоящих Рекомендаций, в случае осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно по одному источнику электроснабжения, а также заявителей, указанных в пунктах 2.10.1., 2.11. и 2.12. настоящих Рекомендаций, подписывается заявителем и сетевой организацией непосредственно в день проведения осмотра.

Сетевая организация вместе с актом о выполнении технических условий обязана предоставить заявителю ранее полученные от гарантирующего поставщика:

- или 2 экземпляра подписанного гарантирующим поставщиком проекта договора энергоснабжения (дополнительного соглашения к действующему договору) - если в заявке в качестве вида договора, обеспечивающего продажу заявителю электрической энергии (мощности) на розничном рынке, указан договор энергоснабжения;

- или 2 экземпляра подписанного гарантирующим поставщиком проекта договора купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) (дополнительного соглашения к действующему договору) - если в заявке в качестве вида договора, обеспечивающего продажу заявителю электрической энергии (мощности) на розничном рынке, указан договор купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности).

При несогласии заявителя с каким-либо условием проекта договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, содержание которого установлено национальным законодательством, по причине несоответствия формулировки такого условия формулировке, предусмотренной национальным законодательством, либо при его несогласии с каким-либо условием указанного договора, содержание которого в соответствии с национальным законодательством может быть определено по усмотрению сторон, заявитель вправе направить гарантирующему поставщику, с которым заявитель намерен заключить договор, обеспечивающий продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, предложение о заключении такого договора на иных условиях.

В случае когда к заявке был приложен подписанный заявителем проект договора энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) или протокол разногласий к проекту договора, форма которого размещена (опубликована) гарантирующим поставщиком в соответствии основными положениями функционирования рынка электрической энергии, сетевая организация предоставляет заявителю ранее полученный от гарантирующего поставщика один экземпляр подписанного со стороны гарантирующего поставщика договора или протокола разногласий соответственно.

Сетевая организация, направившая в адрес гарантирующего поставщика, указанного в заявке, с которым заявитель намеревается заключить договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) в отношении энергопринимающих устройств, технологическое присоединение которых осуществляется, копию подписанного с заявителем договора и копии документов заявителя, предусмотренных пунктом 2.8. настоящих Рекомендаций, и получившая от гарантирующего поставщика отказ от заключения договора энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) с указанием причин такого

отказа, обязана не позднее 2 рабочих дней направить такую информацию заявителю.

8.9. При невыполнении требований технических условий сетевая организация в письменной форме уведомляет об этом заявителя.

При выявлении в ходе осмотра невыполнения заявителем требований технических условий и проектной документации, представляемой в сетевую организацию в соответствии с подпунктом "б" пункта 8.5. настоящих Рекомендаций, сетевая организация по завершении осмотра электроустановок составляет и передает заявителю перечень замечаний, выявленных в ходе проверки и подлежащих выполнению. Повторный осмотр электроустановки заявителя осуществляется не позднее 3 рабочих дней после получения от него уведомления об устранении замечаний с приложением информации о принятых мерах по их устранению.

Акт о выполнении технических условий подписывается после устранения всех замечаний, направленных сетевой организацией заявителю.

8.10. Срок проведения мероприятий по проверке сетевой организацией выполнения заявителем технических условий (с учетом направления заявителю подписанного сетевой организацией акта о выполнении технических условий) не должен превышать 10 дней со дня получения сетевой организацией уведомления от заявителя о выполнении им технических условий либо уведомления об устранении замечаний.

8.11. Проверка выполнения технических условий в случаях, когда требуется согласование технических условий с субъектом оперативно-диспетчерского управления, осуществляется сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления и включает следующие мероприятия:

а) проверка соответствия технических решений, параметров оборудования (устройств) и проведенных мероприятий, указанных в документах, представленных заявителем, требованиям технических условий;

б) осмотр сетевой организацией, а также субъектом оперативно-диспетчерского управления присоединяемых электроустановок и объектов электросетевого хозяйства, построенных (реконструированных) в рамках выполнения технических условий, на соответствие фактически выполненным мероприятиям по технологическому присоединению техническим условиям и представленной заявителем и сетевой организацией проектной документации.

8.12. Одновременно с осмотром присоединяемых электроустановок заявителя осуществляется допуск к эксплуатации установленного в процессе технологического присоединения прибора учета электрической энергии, включающий составление акта допуска прибора учета электрической энергии к эксплуатации в порядке, предусмотренном основными положениями функционирования рынка электрической энергии.

При этом для допуска к эксплуатации установленного в процессе технологического присоединения прибора учета электрической энергии сетевая организация обязана в сроки и в порядке, которые предусмотрены основными положениями функционирования рынка электрической энергии, обеспечить приглашение для участия в процедуре указанного допуска субъекта розничного рынка, указанного в заявке, с которым заявитель намеревается заключить договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности),

либо субъекта розничного рынка, с которым заявителем заключен указанный договор, а также иных субъектов розничных рынков, приглашение которых для допуска к эксплуатации прибора учета электрической энергии является обязательным в соответствии с основными положениями функционирования рынка электрической энергии. Сетевая организация несет перед заявителем ответственность за неприглашение на процедуру допуска к эксплуатации прибора учета электрической энергии субъектов розничных рынков, указанных в настоящем пункте, в сроки и в порядке, которые предусмотрены основными положениями функционирования рынка электрической энергии, и обязана в этом случае возместить заявителю расходы, понесенные им в результате применения расчетных способов определения объемов безучетного потребления электрической энергии в отношении соответствующих энергопринимающих устройств.

8.13. Проверка выполнения технических условий проводится сетевой организацией в отношении мероприятий, которые предусмотрены техническими условиями и проектной документацией и которые выполняются заявителем, а субъектом оперативно-диспетчерского управления - в отношении мероприятий, которые предусмотрены техническими условиями и проектной документацией и которые выполняются заявителем и сетевой организацией в части реализации технических решений, обеспечивающих создание технической возможности технологического присоединения, требований к отключающей способности коммутационных аппаратов (для объектов электросетевого хозяйства классом напряжения ниже 110 кВ указанные технические решения и требования проверяются в отношении объектов диспетчеризации), требований к релейной защите и автоматике, телемеханике и связи, к установке (модернизации, замене) и техническим параметрам оборудования и устройств, обеспечивающих регулирование напряжения, регулирование частоты электрического тока и перетоков электрической энергии (мощности), а также требований к маневренным и иным техническим характеристикам генерирующего оборудования и подключению под действие противоаварийной и режимной автоматики.

8.14. Для проведения проверки выполнения технических условий заявитель и сетевая организация (каждый в отношении принадлежащих им электроустановок (объектов электросетевого хозяйства) направляют уведомление о готовности к проверке выполнения технических условий. К уведомлению о готовности к проверке выполнения технических условий прилагаются следующие документы:

а) копии сертификатов соответствия на электрооборудование (если оборудование подлежит обязательной сертификации) и (или) сопроводительную техническую документацию (технические паспорта оборудования), содержащую сведения о сертификации, информацию о технических параметрах и характеристиках энергопринимающих устройств и объектов электроэнергетики, входящих в их состав оборудования и устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления;

б) копии разделов проектной документации, предусматривающих технические решения, обеспечивающие выполнение технических условий, в том числе решения по схеме внешнего электроснабжения (схеме выдачи мощности объектов по производству электрической энергии), релейной защите и автоматике, телемеханике и связи, в случае если такая документация не была представлена заявителем в сетевую организацию до направления заявителем в сетевую организацию уведомления о

выполнении технических условий;

в) нормальные (временные нормальные) схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, строительство (реконструкция) или технологическое присоединение которых осуществляются в рамках выполнения технических условий;

г) документы, подтверждающие проведение проверки устройств (комплексов) релейной защиты и автоматики и их готовность к вводу в работу, настройку устройств (комплексов) релейной защиты и автоматики в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления, включая принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики, данные по конфигурированию и параметрированию устройств (комплексов) релейной защиты и автоматики, исполнительные схемы;

д) документы, подтверждающие выполнение требований к системам телемеханики и связи, схемы организации оперативно-диспетчерской и технологической связи, протоколы испытаний каналов, устройств и средств связи;

е) документ, подписанный соответственно заявителем или сетевой организацией, подтверждающий выполнение мероприятий по вводу в работу энергопринимающего устройства или объекта электроэнергетики, включая проведение пусконаладочных работ, приемо-сдаточных и иных испытаний;

ж) документы, содержащие информацию о результатах проведения пусконаладочных работ, приемо-сдаточных и иных испытаний.

8.15. Уведомление о готовности к проверке выполнения технических условий направляется заявителем в адрес сетевой организации, а сетевой организацией в отношении своих объектов - в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления. Сетевая организация в течение 2-х дней со дня получения от заявителя уведомления о готовности к проверке выполнения технических условий направляет субъекту оперативно-диспетчерского управления копию такого уведомления и копии приложенных к нему документов, представленных заявителем.

8.16. Сетевая организация и субъект оперативно-диспетчерского управления рассматривают полученные документы, указанные в пункте 8.14. настоящих Рекомендаций, и осуществляют осмотр электроустановок заявителя и объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, построенных (реконструированных) в рамках выполнения технических условий.

8.17. Осмотр электроустановок заявителя и объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, построенных (реконструированных) в рамках выполнения технических условий, осуществляется сетевой организацией с участием субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Сетевая организация в письменной форме уведомляет субъект оперативно-диспетчерского управления о предполагаемой дате проведения осмотра соответствующих объектов электросетевого хозяйства и (или) электроустановок заявителя не позднее чем за 5 рабочих дней до дня его проведения. Субъект оперативно-диспетчерского управления направляет сетевой организации решение об участии (отказе от участия) в таком осмотре не позднее чем за 2 рабочих дня до его проведения.

8.18. При выявлении в ходе осмотра невыполнения заявителем и (или) сетевой организацией требований технических условий и проектной документации, представляемой в сетевую организацию в соответствии с подпунктом "б" пункта 8.14. настоящих Рекомендаций, по завершении осмотра электроустановок составляется и передается заявителю и (или) сетевой организации перечень выявленных замечаний, подлежащих устранению.

В случае если представители субъекта оперативно-диспетчерского управления участвовали в осмотре, перечень выявленных замечаний, подлежащих устранению, составляемый по ее результатам, подлежит согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Акт о выполнении технических условий подписывается после устранения всех замечаний, направленных сетевой организацией заявителю.

8.19. При невыполнении требований технических условий субъект оперативно-диспетчерского управления уведомляет об этом сетевую организацию в письменной форме с указанием замечаний.

Сетевая организация, в свою очередь, в письменной форме уведомляет заявителя о выявленных замечаниях по мероприятиям, выполнение которых возложено на заявителя, с приложением к такому уведомлению замечаний субъекта оперативно-диспетчерского управления.

До получения от заявителя и (или) сетевой организации соответственно письменного уведомления об устранении замечаний с приложением подтверждающих документов осмотр (обследование) электроустановок заявителя и (или) объектов электросетевого хозяйства сетевой организации не проводится.

Повторный осмотр осуществляется не позднее чем через 3 рабочих дня после получения от заявителя или сетевой организации соответственно уведомления об устранении замечаний с приложением информации и документов о принятых мерах по их устранению.

8.20. По результатам мероприятий по проверке выполнения технических условий сетевая организация составляет в 3-х экземплярах акт о выполнении технических условий и согласовывает его с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Акт о выполнении технических условий должен содержать выводы о выполнении (невыполнении) всех мероприятий и требований, предусмотренных техническими условиями.

Сетевая организация в 3-х дневный срок направляет заявителю подписанный со своей стороны акт о выполнении технических условий в 2-х экземплярах. В случае если технические условия были согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления, акт о выполнении технических условий, согласованный с субъектом оперативно-диспетчерского управления, направляется заявителю в 3-х экземплярах.

Заявитель в течение 5 дней со дня получения акта о выполнении технических условий в 3-х экземплярах возвращает в сетевую организацию подписанные со своей стороны экземпляры акта о выполнении технических условий, при этом один экземпляр акта о выполнении технических условий остается у заявителя.

Сетевая организация в течение 2-х дней со дня получения 2-х подписанных заявителем экземпляров акта о выполнении технических условий направляет один экземпляр акта о выполнении технических условий субъекту оперативно-диспетчерского управления.

8.21. В случае если проверки выполнения технических условий в части мероприятий, выполнение которых возложено на заявителя, и в части мероприятий, выполняемых сетевой организацией, проводятся отдельно (в разное время), допускается составление отдельных актов о выполнении технических условий по результатам каждой из проверок.

По результатам проверки выполнения технических условий сетевой организацией, в случае если такая проверка проводится отдельно от проверки выполнения технических условий заявителем, акт о выполнении технических условий подготавливается сетевой организацией и подписывается сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления.

8.22. В случае если техническими условиями предусмотрен поэтапный ввод в работу энергопринимающих устройств, проверка выполнения технических условий проводится в части мероприятий, предусмотренных каждым этапом, и по техническим условиям в целом по завершении выполнения всех этапов.

8.23. Срок проведения мероприятий по проверке выполнения технических условий (с учетом выдачи заявителю подписанных со стороны сетевой организации и субъекта оперативно-диспетчерского управления акта о выполнении технических условий) не должен превышать 25 дней со дня получения сетевой организацией уведомления от заявителя о готовности к проверке выполнения технических условий либо уведомления об устранении замечаний.

## АКТ

об осуществлении технологического присоединения

№ \_\_\_\_\_

от " \_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Настоящий акт составлен \_\_\_\_\_,  
(полное наименование сетевой организации)

именуемым (именуемой) в дальнейшем сетевой организацией, в лице \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_,  
(ф.и.о. лица - представителя сетевой организации)

действующего на основании \_\_\_\_\_,  
(устава, доверенности, иных документов)

с одной стороны, и \_\_\_\_\_,  
(полное наименование заявителя - юридического лица,  
ф.и.о. заявителя - физического лица)

именуемым (именуемой) в дальнейшем заявителем, в лице

\_\_\_\_\_,  
(ф.и.о. лица - представителя заявителя)

действующего на основании \_\_\_\_\_,  
(устава, доверенности, иных документов)

с другой стороны, в дальнейшем именуемыми сторонами. Стороны оформили и подписали настоящий акт о нижеследующем.

1. Сетевая организация оказала заявителю услугу по технологическому присоединению объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) заявителя в соответствии с мероприятиями по договору об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_ в полном объеме на сумму \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_), в том числе \_\_\_\_\_ (прописью) НДС \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_) (прописью) <1>.

Мероприятия по технологическому присоединению выполнены согласно техническим условиям от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_.

Объекты электроэнергетики (энергопринимающие устройства) сторон находятся по адресу: \_\_\_\_\_.

Акт о выполнении технических условий от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_.

Дата фактического присоединения \_\_\_\_\_, акт об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_. <2>

Характеристики присоединения:

- максимальная мощность (всего) \_\_\_\_\_ кВт, в том числе:

- максимальная мощность (без учета ранее присоединенной (существующей) максимальной мощности) \_\_\_\_\_ кВт;

- ранее присоединенная максимальная мощность \_\_\_\_\_ кВт; <3>

- совокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети трансформаторов \_\_\_\_\_ кВА.

Категория надежности электроснабжения: \_\_\_\_\_ кВт;

\_\_\_\_\_ кВт.

## 2. Перечень точек присоединения:

№	Источник питания	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (кВт)	Величина номинальной мощности присоединенных трансформаторов (кВА)	Предельное значение коэффициента реактивной мощности ( $\text{tg } \varphi$ )

В том числе опосредованно присоединенные:

--	--	--	--	--	--	--

Границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон:

Описание границ балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств)	Описание границ эксплуатационной ответственности сторон

3. У сторон на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

Наименование электроустановки (оборудования) сетевой организации	Наименование электроустановки (оборудования) заявителя

У сторон в эксплуатационной ответственности находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

Наименование электроустановки (оборудования), находящейся в эксплуатации сетевой организации	Наименование электроустановки (оборудования), находящейся в эксплуатации заявителя



4. Характеристики установленных измерительных комплексов содержатся в акте допуска прибора учета электрической энергии в эксплуатацию.

5. Устройства защиты, релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики: \_\_\_\_\_.

(виды защиты и автоматики, действия и др.)

6. Автономный резервный источник питания:

\_\_\_\_\_  
(место установки, тип, мощность и др.)

7. Прочие сведения:

\_\_\_\_\_  
(в том числе сведения об опосредованно присоединенных потребителях, наименование, адрес, максимальная мощность, категория надежности, уровень напряжения, сведения о расчетах потерь электрической энергии в электрической сети потребителя электрической энергии и др.)

8. Схематично границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон указаны в приведенной ниже однолинейной схеме присоединения энергопринимающих устройств.

Примечание.

Однолинейная схема присоединения энергопринимающих устройств заявителя к внешней сети, не принадлежащей заявителю, с нанесенными на схеме границами балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон. На однолинейной схеме должны быть указаны владельцы электроустановки (оборудования), размещение приборов коммерческого учета, длина и марка проводов (кабеля), трансформаторные подстанции с указанием типа и мощности трансформаторов, компенсирующих устройств (реакторов электрической мощности, батарей статических конденсаторов) электрической сети. Для потребителей до 150 кВт прилагается схема соединения электроустановок

Прочее: \_\_\_\_\_.

9. Стороны подтверждают, что технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрической сети сетевой организации выполнено в соответствии с правилами и нормами.

Заявитель претензий к оказанию услуг сетевой организацией не имеет. <4>

Подписи сторон

_____	_____
_____	_____
(должность)	(должность)
_____ / _____	_____ / _____
_____	_____
_____ / _____	_____ / _____
(подпись) (ф.и.о.)	(подпись) (ф.и.о.)

<1> При восстановлении (переоформлении) документов указанная информация не вносится.

<2> Заполняется в случае переоформления документов.

<3> Заполняется в случае увеличения максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств (энергетических установок).

<4> При восстановлении (переоформлении) документов указанная информация не вносится.

## ЗАЯВКА

юридического лица (индивидуального предпринимателя), физического лица на присоединение по одному источнику электроснабжения энергопринимающих устройств с максимальной мощностью до 150 кВт включительно

1. \_\_\_\_\_.

(полное наименование заявителя - юридического лица, фамилия, имя, отчество заявителя - индивидуального предпринимателя)

2. Номер записи в Едином государственном реестре юридических лиц (номер записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей) и дата ее внесения в реестр или в соответствии с национальным законодательством <1>

\_\_\_\_\_.

3. Место нахождения заявителя, в том числе фактический адрес \_\_\_\_\_.  
(индекс, адрес)

Паспортные данные <2>: серия \_\_\_\_\_ номер \_\_\_\_\_

выдан (кем, когда) \_\_\_\_\_.

4. В связи с \_\_\_\_\_

(увеличение объема максимальной мощности, новое строительство и др. - указать нужное)

просит осуществить технологическое присоединение \_\_\_\_\_,  
(наименование энергопринимающих устройств для присоединения)

расположенных \_\_\_\_\_.  
(место нахождения энергопринимающих устройств)

5. Максимальная мощность <3> энергопринимающих устройств (присоединяемых и ранее присоединенных) составляет \_\_\_\_\_ кВт при напряжении <4> \_\_\_\_\_ кВ, в том числе:

а) максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет \_\_\_\_\_ кВт при напряжении <4> \_\_\_\_\_ кВ;

б) максимальная мощность ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств составляет \_\_\_\_\_ кВт при напряжении <4> \_\_\_\_\_ кВ.

6. Заявляемая категория надежности энергопринимающих устройств – III (по одному источнику электроснабжения энергопринимающих устройств).

7. Характер нагрузки (вид экономической деятельности заявителя).

8. Сроки проектирования и поэтапного введения в эксплуатацию объекта (в том числе по этапам и очередям), планируемого поэтапного распределения мощности:

Этап (очередь) строительства	Планируемый срок проектирования энергопринимающих устройств (месяц, год)	Планируемый срок введения энергопринимающих устройств в эксплуатацию (месяц, год)	Максимальная мощность энергопринимающих устройств (кВт)	Категория надежности энергопринимающих устройств

9. Порядок расчета и условия рассрочки внесения платы за технологическое присоединение по договору осуществляются по <5> \_\_\_\_\_

(вариант 1, вариант 2 - указать нужное)

а) вариант 1, при котором:

- 15 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня заключения договора;

- 30 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 60 дней со дня заключения договора, но не позже дня фактического присоединения;

- 45 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня фактического присоединения;

- 10 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня подписания акта об осуществлении технологического присоединения;

б) вариант 2, при котором:

- авансовый платеж вносится в размере 5 процентов размера платы за технологическое присоединение;

- осуществляется беспроцентная рассрочка платежа в размере 95 процентов платы за технологическое присоединение с условием ежеквартального внесения платы равными долями от общей суммы рассрочки на период до 3 лет со дня подписания сторонами акта об осуществлении технологического присоединения.

10. Гарантирующий поставщик (энергосбытовая организация), с которым планируется заключение договор энергоснабжения (купли – продажи электрической энергии (мощности)) \_\_\_\_\_.

Приложения:

1. \_\_\_\_\_  
(указать перечень прилагаемых документов)

Заявитель

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_  
(контактный телефон)

\_\_\_\_\_  
(должность)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

М.П.

<1> Для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей.

<2> Для физических лиц.

<3> Максимальная мощность указывается равной максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств в случае отсутствия максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств (то есть в пункте 5 и подпункте "а" пункта 5 настоящего приложения величина мощности указывается одинаковая).

<4> Классы напряжения (0,4; 6; 10) кВ.

<5> Заполняется заявителем, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого составляет свыше 15 и до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности).

## ЗАЯВКА

юридического лица (индивидуального предпринимателя), физического лица на временное присоединение энергопринимающих устройств

1. \_\_\_\_\_.  
(полное наименование заявителя - юридического лица; фамилия, имя, отчество заявителя - индивидуального предпринимателя)

2. Номер записи в Едином государственном реестре юридических лиц (номер записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей) и дата ее внесения в реестр или в соответствии с национальным законодательством <1> \_\_\_\_\_

Паспортные данные <2>: серия \_\_\_\_\_ номер \_\_\_\_\_  
выдан (кем, когда) \_\_\_\_\_.

3. Место нахождения заявителя, в том числе фактический адрес: \_\_\_\_\_

4. В связи с \_\_\_\_\_

(временное технологическое присоединение передвижного или другого объекта) просит осуществить технологическое присоединение: \_\_\_\_\_

(наименование энергопринимающих устройств для присоединения)  
расположенных \_\_\_\_\_.  
(место нахождения энергопринимающих устройств)

5. Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет <3> \_\_\_\_\_ кВт при напряжении <4> \_\_\_\_\_ кВ.

6. Характер нагрузки \_\_\_\_\_.

7. Срок электроснабжения по временной схеме <5> \_\_\_\_\_.

8. Реквизиты договора на технологическое присоединение <6> \_\_\_\_\_.

9. Гарантирующий поставщик (энергосбытовая организация), с которым планируется заключение договора энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии (мощности)) \_\_\_\_\_.

Приложения: 1. \_\_\_\_\_  
(указать перечень прилагаемых документов)

Руководитель организации (заявитель)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_  
(контактный телефон)

\_\_\_\_\_  
(должность), (подпись)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

М.П.

<1> Для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей.

<2> Для физических лиц.

<3> В случае технологического присоединения передвижных объектов максимальная мощность не должна превышать 150 кВт включительно.

<4> Классы напряжения (0,4; 6; 10) кВ.

<5> При наличии договора технологического присоединения по постоянной схеме электроснабжения указывается срок временного технологического присоединения, определяемый в соответствии с договором технологического присоединения по постоянной схеме электроснабжения.

Если в соответствии с договором технологического присоединения мероприятия по технологическому присоединению реализуются поэтапно, указывается срок того из этапов, на котором будет обеспечена возможность электроснабжения энергопринимающих устройств с применением постоянной схемы электроснабжения на объем максимальной мощности, указанный в заявке, направляемой заявителем в целях временного технологического присоединения.

Если энергопринимающие устройства являются передвижными и имеют максимальную мощность до 150 кВт включительно, указывается срок до 12 месяцев.

<6> Информация о реквизитах договора не предоставляется заявителями, энергопринимающие устройства которых являются передвижными и имеют максимальную мощность до 150 кВт включительно.

## ЗАЯВКА

физического лица на присоединение по одному источнику электроснабжения энергопринимающих устройств с максимальной мощностью до 15 кВт включительно (используемых для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности)

1. \_\_\_\_\_.

(фамилия, имя, отчество)

2. Паспортные данные: серия \_\_\_\_\_ номер \_\_\_\_\_

выдан \_\_\_\_\_.

(кем, когда)

3. Зарегистрирован (а) \_\_\_\_\_.

(индекс, адрес)

4. Фактический адрес проживания \_\_\_\_\_.

(индекс, адрес)

5. В связи с \_\_\_\_\_.

(увеличение объема максимальной мощности,  
новое строительство и др. - указать нужное)

просит осуществить технологическое присоединение

\_\_\_\_\_,  
(наименование энергопринимающих устройств для присоединения)

расположенных

\_\_\_\_\_.  
(место нахождения энергопринимающих устройств)

6. Максимальная мощность <2> энергопринимающих устройств (присоединяемых и ранее присоединенных) составляет \_\_\_\_\_ кВт, при напряжении <3> \_\_\_\_\_ кВ, в том числе:

а) максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет \_\_\_\_\_ кВт при напряжении <3> \_\_\_\_\_ кВ;

б) максимальная мощность ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств составляет \_\_\_\_\_ кВт при напряжении <3> \_\_\_\_\_ кВ.

7. Заявляемая категория энергопринимающего устройства по надежности электроснабжения - III (по одному источнику электроснабжения).

8. Сроки проектирования и поэтапного введения в эксплуатацию объекта (в том числе по этапам и очередям):



Этап (очередь) строительства	Планируемый срок проектирования энергопринимающего устройства (месяц, год)	Планируемый срок введения энергопринимающего устройства в эксплуатацию (месяц, год)	Максимальная мощность энергопринимающего устройства (кВт)	Категория надежности

9. Гарантирующий поставщик (энергосбытовая организация), с которым планируется заключение договора электроснабжения (купли-продажи электрической энергии (мощности) \_\_\_\_\_.

Приложения:

1. \_\_\_\_\_

указать перечень прилагаемых документов

Заявитель

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_  
(контактный телефон)

\_\_\_\_\_  
(должность)      (подпись)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

<1> Максимальная мощность не превышает 15 кВт с учетом максимальной мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств.

<2> Максимальная мощность указывается равной максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств в случае отсутствия максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств (то есть в пункте 6 и подпункте "а" пункта 6 настоящего Приложения величина мощности указывается одинаковая).

<3> Классы напряжения (0,4; 6; 10) кВ.

ЗАЯВКА

юридического лица (индивидуального предпринимателя), физического лица на присоединение энергопринимающих устройств

1. \_\_\_\_\_.

(полное наименование заявителя - юридического лица; фамилия, имя, отчество заявителя - индивидуального предпринимателя)

2. \_\_\_\_\_.

(номер записи в Едином государственном реестре юридических лиц или номер записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей при наличии такого Реестра или в соответствии с национальным законодательством) <1> ;

и дата ее внесения в реестр <2> \_\_\_\_\_.

Паспортные данные <3>: серия \_\_\_\_\_ номер \_\_\_\_\_.

\_\_\_\_\_.

(выдан кем, когда)

3. Место нахождения заявителя, в том числе фактический адрес \_\_\_\_\_.

(индекс, адрес)

4. В связи с

\_\_\_\_\_ (увеличение объема максимальной мощности, новое строительство, изменение категории надежности электроснабжения и др. - указать нужное)

просит осуществить технологическое присоединение

\_\_\_\_\_ (наименование энергопринимающих устройств для присоединения) расположенных \_\_\_\_\_.

(место нахождения энергопринимающих устройств)

5. Количество точек присоединения с указанием технических параметров элементов энергопринимающих устройств

\_\_\_\_\_ (описание существующей сети для присоединения максимальной мощности дополнительно или вновь) или (и) планируемых точек присоединения)

6. Максимальная мощность <4> энергопринимающих устройств (присоединяемых и ранее присоединенных) составляет \_\_\_\_\_ кВт при напряжении <5> \_\_\_\_\_ кВ (с распределением по точкам присоединения: точка присоединения \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_ кВт, точка присоединения \_\_\_\_\_ кВт), в том числе:

а) максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет \_\_\_\_\_ кВт при напряжении \_\_\_\_\_ кВ со следующим распределением по точкам присоединения:

- точка присоединения \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_ кВт;

- точка присоединения \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_ кВт;

б) максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств составляет \_\_\_\_\_ кВт при напряжении \_\_\_\_\_ кВ со следующим распределением по точкам присоединения:

- точка присоединения \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_ кВт;

- точка присоединения \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_ кВт.

7. Количество и мощность присоединяемых к сети трансформаторов \_\_\_\_\_ кВА.

8. Количество и мощность генераторов \_\_\_\_\_.

9. Заявляемая категория надежности энергопринимающих устройств <6>:

- I категория \_\_\_\_\_ кВт (в том числе особой группы \_\_\_\_\_ кВт);

- II категория \_\_\_\_\_ кВт;

- III категория \_\_\_\_\_ кВт.

10. Заявляемый характер нагрузки (для генераторов - возможная скорость набора или снижения нагрузки) и наличие нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения <7> \_\_\_\_\_.

11. Величина и обоснование величины технологического минимума

\_\_\_\_\_.  
(для генераторов)

12. Необходимость наличия технологической и (или) аварийной брони <8>

\_\_\_\_\_.  
Величина и обоснование технологической и аварийной брони

13. Сроки проектирования и поэтапного введения в эксплуатацию объекта (в том числе по этапам и очередям), планируемое поэтапное распределение максимальной мощности:

Этап (очередь) строительства	Планируемый срок проектирования энергопринимающих устройств (месяц, год)	Планируемый срок введения энергопринимающих устройств в эксплуатацию (месяц, год)	Максимальная мощность энергопринимающих устройств (кВт)	Категория надежности энергопринимающих устройств

14. Гарантирующий поставщик (энергосбытовая организация), с которым планируется заключение договора энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии (мощности) \_\_\_\_\_.

Заявители, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 150 кВт и менее 670 кВт, пункты 1.7., 2.8., 2.11. и 2.12. настоящей заявки не заполняют.

Приложения:

1. \_\_\_\_\_  
(указать перечень прилагаемых документов)

Руководитель организации (заявитель)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество)

\_\_\_\_\_  
(контактный телефон)

\_\_\_\_\_  
(должность) (подпись)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

М.П.

<1> За исключением лиц, указанных в пунктах 2.10. - 2.12. Рекомендаций технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям.

<2> Для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей.

<3> Для физических лиц.

<4> Максимальная мощность указывается равной максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств в случае отсутствия максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств (то есть в пункте 6 и подпункте "а" пункта 6 настоящего Приложения №6 величина мощности указывается одинаковая).

<5> Классы напряжения (0,4; 6; 10) кВ.

<6> Не указывается при присоединении генерирующих объектов.

<7> Заявители, максимальная мощность энергопринимающих устройств по одному источнику электроснабжения которых составляет свыше 150 кВт и менее 670 кВт, указывают только характер нагрузки (для производственной деятельности).

<8> Для энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

**ТИПОВОЙ ДОГОВОР**  
**об осуществлении технологического присоединения**  
**к электрическим сетям**

(для физических лиц в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств) и которые используются для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (место заключения договора)

\_\_\_\_\_ (дата заключения договора)

\_\_\_\_\_

(наименование сетевой организации)

именуемая в дальнейшем сетевой организацией в лице

\_\_\_\_\_

(должность, фамилия, имя, отчество)

действующего на основании \_\_\_\_\_

(наименование и реквизиты документа)

с одной стороны, и

\_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество заявителя, серия, номер и дата выдачи паспорта или иного документа, удостоверяющего личность в соответствии с национальным законодательством)

именуемый в дальнейшем заявителем, с другой стороны, вместе именуемые стороны, заключили настоящий договор о нижеследующем:

**I. Предмет договора**

1. По настоящему договору сетевая организация принимает на себя обязательства по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя (далее - технологическое присоединение)

\_\_\_\_\_

(наименование энергопринимающих устройств)

в том числе по обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства (включая их проектирование, строительство, реконструкцию) к присоединению энергопринимающих устройств, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) такими лицами принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих устройств, объектов электроэнергетики), с учетом следующих характеристик:

- максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ (кВт);
- категория надежности \_\_\_\_\_;
- класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение \_\_\_\_\_ (кВ);
- максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ кВт <1>.

Заявитель обязуется оплатить расходы на технологическое присоединение в соответствии с условиями настоящего договора.

2. Технологическое присоединение необходимо для электроснабжения

---

(наименование объектов заявителя, расположенных (которые будут располагаться), место нахождения объектов заявителя)

3. Точка (точки) присоединения указана в технических условиях для присоединения к электрическим сетям (далее - технические условия) и располагается на расстоянии \_\_\_\_\_ метров <2> от границы участка заявителя, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя.

4. Технические условия являются неотъемлемой частью настоящего договора и приведены в приложении.

Срок действия технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <3> со дня заключения настоящего договора.

5. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению составляет \_\_\_\_\_ <4> со дня заключения настоящего договора.

II. Обязанности сторон

6. Сетевая организация обязуется:

- надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на сетевую организацию мероприятий по технологическому присоединению (включая урегулирование отношений с иными лицами) до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

- в течение \_\_\_\_ рабочих дней со дня уведомления заявителем сетевой организации о выполнении им технических условий осуществить проверку выполнения технических условий заявителем, провести с участием заявителя осмотр (обследование) присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя;

- не позднее \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня проведения осмотра (обследования), указанного в абзаце третьем настоящего пункта, с соблюдением срока, установленного пунктом 5 настоящего договора, осуществить фактическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактический прием (подачу) напряжения и мощности, составить при участии заявителя акт об осуществлении технологического присоединения и направить его заявителю.

7. Сетевая организация при невыполнении заявителем технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения вправе по обращению заявителя продлить срок действия технических условий. При этом дополнительная плата не взимается.

8. Заявитель обязуется:

- надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на заявителя мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

- после выполнения мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка заявителя, предусмотренных техническими условиями, уведомить сетевую организацию о выполнении технических условий;

- принять участие в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств сетевой организацией;

- после осуществления сетевой организацией фактического присоединения энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактического приема (подачи) напряжения и мощности подписать акт об осуществлении технологического присоединения либо представить мотивированный отказ от подписания в течение \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня получения указанного акта от сетевой организации;

- надлежащим образом исполнять указанные в разделе III настоящего договора обязательства по оплате расходов на технологическое присоединение;

- уведомить сетевую организацию о направлении заявок в иные сетевые организации при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование 2-х и более источников электроснабжения.

9. Заявитель вправе при невыполнении им технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения обратиться в сетевую организацию с просьбой о продлении срока действия технических условий.

III. Плата за технологическое присоединение и порядок расчетов

10. Размер платы за технологическое присоединение определяется <5> в соответствии с решением \_\_\_\_\_

(наименование органа исполнительной власти  
в области государственного регулирования тарифов)

от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ и составляет \_\_\_\_\_.

11. Внесение платы за технологическое присоединение осуществляется заявителем в следующем порядке:

\_\_\_\_\_.  
(указываются порядок и сроки внесения платы за технологическое присоединение)

12. Датой исполнения обязательства заявителя по оплате расходов на технологическое присоединение считается дата внесения денежных средств в кассу или на расчетный счет сетевой организации.

IV. Разграничение балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон

13. Заявитель несет балансовую и эксплуатационную ответственность в границах своего участка, сетевая организация - до границ участка заявителя <б>.

V. Условия изменения, расторжения договора и ответственность сторон

14. Настоящий договор может быть изменен по письменному соглашению Сторон или в судебном порядке.

15. Договор может быть расторгнут по требованию одной из сторон по основаниям, предусмотренным национальным законодательством.

16. Заявитель вправе при нарушении сетевой организацией указанных в настоящем договоре сроков технологического присоединения в одностороннем порядке расторгнуть настоящий договор.

Нарушение заявителем установленного настоящим договором срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению (в случае если техническими условиями предусмотрен поэтапный ввод в работу энергопринимающих устройств - мероприятий, предусмотренных очередным этапом) на 12 и более месяцев при условии, что сетевой организацией в полном объеме выполнены мероприятия по технологическому присоединению, срок осуществления которых по договору наступает ранее указанного нарушенного заявителем срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению, может служить основанием для расторжения договора по требованию сетевой организации по решению суда.

17. Сторона настоящего договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный настоящим договором, в случае если плата за технологическое присоединение по настоящему договору составляет установленную национальным законодательством сумму, обязана уплатить другой стороне неустойку, равную 5-ти процентам от указанного общего размера платы за технологическое присоединение по договору за каждый день просрочки. При этом совокупный размер такой неустойки при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению заявителем не может превышать размер неустойки, определенной в предусмотренном настоящим абзацем порядке за год просрочки.

Сторона настоящего договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный договором, в случае, если плата за технологическое присоединение по настоящему договору превышает сумму, установленную национальным законодательством, обязана уплатить другой стороне неустойку, равную 0,25 процента от указанного общего размера платы за каждый день просрочки. При этом совокупный размер такой неустойки при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению заявителем не может превышать размер неустойки, определенный в предусмотренном настоящим абзацем порядке за год просрочки.



Сторона настоящего договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный настоящим договором, обязана уплатить понесенные другой стороной договора расходы в размере, определенном в судебном акте, связанные с необходимостью принудительного взыскания неустойки, предусмотренной абзацем первым или вторым настоящего пункта, в случае необоснованного уклонения либо отказа от ее уплаты.

18. За неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему договору стороны несут ответственность в соответствии с национальным законодательством.

19. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по настоящему договору, если оно явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы, возникших после подписания сторонами настоящего договора и оказывающих непосредственное воздействие на выполнение сторонами обязательств по настоящему договору.

#### VI. Порядок разрешения споров

20. Споры, которые могут возникнуть при исполнении, изменении и расторжении настоящего договора, стороны разрешают в соответствии с национальным законодательством.

#### VII. Заключительные положения

21. Настоящий договор считается заключенным с даты поступления подписанного заявителем экземпляра настоящего договора в сетевую организацию.

22. Настоящий договор составлен и подписан в двух экземплярах, по одному для каждой из сторон.

#### Реквизиты сторон

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

М.П.

<1> Подлежит указанию, если энергопринимающее устройство заявителя ранее в надлежащем порядке было технологически присоединено и заявитель имеет документы, подтверждающие указанное технологическое присоединение и наличие ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств.

<2> Точки присоединения не могут располагаться далее 25 метров от границы участка, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя.

<3> Срок действия технических условий не может составлять менее 2 лет и более 5 лет.

<4> Срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению не может превышать 6 месяцев в случае технологического присоединения к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, если расстояние от существующих электрических сетей необходимого класса напряжения до границ участка заявителя, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие

устройства, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности. В иных случаях срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению не может превышать 1(один) год, если более короткие сроки не предусмотрены соответствующей инвестиционной программой или соглашением сторон.

<5> Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливается органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению и в соответствии с национальным законодательством, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

<6> Такой порядок разграничения балансовой и эксплуатационной ответственности устанавливается, если иное не определено соглашением между сетевой организацией и заявителем, заключенным на основании его обращения в сетевую организацию.

Приложение  
к типовому договору  
об осуществлении технологического  
присоединения к электрическим сетям

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям

(для физических лиц в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств) и которые используются для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности)

№ \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество заявителя)

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя

\_\_\_\_\_.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет \_\_\_\_\_ (кВт).

(если энергопринимающее устройство вводится в эксплуатацию по этапам и

очередям, указывается поэтапное распределение мощности)

4. Категория надежности \_\_\_\_\_.

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение \_\_\_\_\_ (кВ).

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

7. Точка (точки) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) и максимальная мощность энергопринимающих устройств по каждой точке присоединения \_\_\_\_\_ (кВт).

8. Основной источник питания \_\_\_\_\_.

9. Резервный источник питания \_\_\_\_\_.

10. Сетевая организация осуществляет <1>

(указываются требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей)

строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, модернизация оборудования, реконструкция объектов электросетевого хозяйства, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электрической энергии, а также по договоренности сторон иные обязанности по исполнению технических условий, предусмотренные настоящими Рекомендациями.

11. Заявитель осуществляет <2> \_\_\_\_\_.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <3> со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество лица,  
действующего от имени сетевой организации)

" \_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

<1> Указываются обязательства сетевой организации по исполнению технических условий до границы участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, включая урегулирование отношений с иными лицами.

<2> Указываются обязательства заявителя по исполнению технических условий в пределах границ участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, за исключением обязанностей, обязательных для исполнения сетевой организацией за счет ее средств.

<3> Срок действия технических условий не может составлять менее 2 лет и более 5 лет.

## ТИПОВОЙ ДОГОВОР

об осуществлении технологического присоединения  
к электрическим сетям

(для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств)

\_\_\_\_\_

(место заключения договора)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

(дата заключения договора)

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой организации)

именуемая в дальнейшем сетевой организацией, в лице

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество)

действующего на основании

\_\_\_\_\_  
(наименование и реквизиты документа) с одной стороны, и

\_\_\_\_\_  
(полное наименование юридического лица, номер и дата записи в Едином государственном Реестре юридических лиц или в соответствии с национальным законодательством; фамилия, имя, отчество лица, действующего от имени этого юридического лица, наименования и реквизитов документа, на основании которого он действует, либо фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, номер и дата Реестра индивидуальных предпринимателей или в соответствии с национальным законодательством), именуемый в дальнейшем заявителем, с другой стороны, вместе именуемые сторонами, заключили настоящий договор о нижеследующем:

### I. Предмет договора

1. По настоящему договору сетевая организация принимает на себя обязательства по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя (далее - технологическое присоединение)

\_\_\_\_\_  
(наименование энергопринимающих устройств)

в том числе по обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства (включая их проектирование, строительство, реконструкцию) к присоединению энергопринимающих устройств, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) такими лицами принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих устройств, объектов электроэнергетики), с учетом следующих характеристик:

- максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ (кВт);

- категория надежности \_\_\_\_\_;

- класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется присоединение \_\_\_\_\_ (кВ);

- максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ кВт <1>.

Заявитель обязуется оплатить расходы на технологическое присоединение в соответствии с условиями настоящего договора.

2. Технологическое присоединение необходимо для электроснабжения

\_\_\_\_\_,  
(наименование объектов заявителя)

расположенных (которые будут располагаться) \_\_\_\_\_.  
(место нахождения объектов заявителя)

3. Точка (точки) присоединения указана в технических условиях для присоединения к электрическим сетям (далее - технические условия) и располагается на расстоянии \_\_\_\_\_ метров <2> от границы участка заявителя, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя.

4. Технические условия являются неотъемлемой частью настоящего договора и приведены в приложении.

Срок действия технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <3> со дня заключения настоящего договора.

5. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению составляет \_\_\_\_\_ <4> со дня заключения настоящего договора.

## II. Обязанности сторон

6. Сетевая организация обязуется:

- надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на сетевую организацию мероприятий по технологическому присоединению (включая урегулирование отношений с иными лицами) до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

- в течение \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня уведомления заявителем сетевой организации о выполнении им технических условий осуществить проверку выполнения технических условий заявителем, провести с участием заявителя осмотр (обследование) присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя;

- не позднее \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня проведения осмотра (обследования), указанного в абзаце третьем настоящего пункта, с соблюдением срока, установленного пунктом 5 настоящего договора, осуществить фактическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактический прием (подачу) напряжения и мощности, составить при участии заявителя акт об осуществлении технологического присоединения и направить его заявителю.

7. Сетевая организация при невыполнении заявителем технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения вправе по обращению заявителя продлить срок действия технических условий. При этом дополнительная плата не взимается.

### 8. Заявитель обязуется:

- надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на заявителя мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

- после выполнения мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка заявителя, предусмотренных техническими условиями, уведомить сетевую организацию о выполнении технических условий;

- принять участие в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств сетевой организацией;

- после осуществления сетевой организацией фактического присоединения энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактического приема (подачи) напряжения и мощности подписать акт об осуществлении технологического присоединения либо представить мотивированный отказ от подписания в течение \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня получения указанного акта от сетевой организации;

- надлежащим образом исполнять указанные в разделе III настоящего договора обязательства по оплате расходов на технологическое присоединение;

- уведомить сетевую организацию о направлении заявок в иные сетевые организации при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование 2-х и более источников электроснабжения.

9. Заявитель вправе при невыполнении им технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения обратиться в сетевую организацию с просьбой о продлении срока действия технических условий.

### III. Плата за технологическое присоединение и порядок расчетов

10. Размер платы за технологическое присоединение определяется <5> в соответствии с решением \_\_\_\_\_

(наименование органа исполнительной власти  
в области государственного регулирования тарифов)

от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ и составляет \_\_\_\_\_.

11. Внесение платы за технологическое присоединение осуществляется заявителем в следующем порядке: \_\_\_\_\_

(указываются порядок и сроки внесения платы за технологическое присоединение)

12. Датой исполнения обязательства заявителя по оплате расходов на технологическое присоединение считается дата внесения денежных средств в кассу или на расчетный счет сетевой организации.

### IV. Разграничение балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон

13. Заявитель несет балансовую и эксплуатационную ответственность в

границах своего участка, сетевая организация - до границ участка заявителя <б>.

#### V. Условия изменения, расторжения договора и ответственность сторон

14. Настоящий договор может быть изменен по письменному соглашению сторон или в судебном порядке.

15. Настоящий договор может быть расторгнут по требованию одной из сторон по основаниям, предусмотренным национальным законодательством.

16. Заявитель вправе при нарушении сетевой организацией указанных в настоящем договоре сроков технологического присоединения в одностороннем порядке расторгнуть настоящий договор.

Нарушение заявителем установленного договором срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению (в случае если техническими условиями предусмотрен поэтапный ввод в работу энергопринимающих устройств - мероприятий, предусмотренных очередным этапом) на 12 и более месяцев при условии, что сетевой организацией в полном объеме выполнены мероприятия по технологическому присоединению, срок осуществления которых по договору наступает ранее указанного нарушенного заявителем срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению, может служить основанием для расторжения договора по требованию сетевой организации по решению суда.

17. Сторона договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный договором, в случае если плата за технологическое присоединение по договору составляет сумму, установленную национальным законодательством, обязана уплатить другой стороне неустойку, равную 5-ти процентам от указанного общего размера платы за технологическое присоединение по договору за каждый день просрочки. При этом совокупный размер такой неустойки при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению заявителем не может превышать размер неустойки, определенной в предусмотренном настоящим абзацем порядке за год просрочки.

Сторона договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный договором, в случае если плата за технологическое присоединение по договору превышает сумму, установленную национальным законодательством, обязана уплатить другой стороне неустойку, равную 0,25 процента от указанного общего размера платы за каждый день просрочки. При этом совокупный размер такой неустойки при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению заявителем не может превышать размер неустойки, определенной в предусмотренном настоящим абзацем порядке за год просрочки.

Сторона договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный договором, обязана уплатить понесенные другой стороной договора расходы в размере, определенном в судебном акте, связанные с необходимостью принудительного взыскания неустойки, предусмотренной абзацем первым или вторым настоящего пункта, в случае необоснованного уклонения либо отказа от ее уплаты.

18. За неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему договору стороны несут ответственность в соответствии с национальным законодательством.





<5> Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливается органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в размере суммы, установленной национальным законодательством при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

<6> Такой порядок разграничения балансовой и эксплуатационной ответственности устанавливается, если иное не определено соглашением между сетевой организацией и заявителем, заключенным на основании его обращения в сетевую организацию.

Приложение  
к типовому договору  
об осуществлении технологического  
присоединения к электрическим сетям

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств))

№ \_\_\_\_\_

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)

\_\_\_\_\_  
(полное наименование заявителя - юридического лица; фамилия, имя, отчество заявителя - индивидуального предпринимателя)

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя

\_\_\_\_\_.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет \_\_\_\_\_ (кВт).

(если энергопринимающее устройство вводится в эксплуатацию по этапам и очередям, указывается поэтапное распределение мощности)

4. Категория надежности \_\_\_\_\_.

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется

технологическое присоединение, \_\_\_\_\_ (кВ).

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

7. Точка (точки) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) и максимальная мощность энергопринимающих устройств по каждой точке присоединения \_\_\_\_\_ (кВт).

8. Основной источник питания \_\_\_\_\_.

9. Резервный источник питания \_\_\_\_\_.

10. Сетевая организация осуществляет <1> \_\_\_\_\_

(указываются требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей, строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, модернизация оборудования, реконструкция объектов электросетевого хозяйства, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электрической энергии, а также по договоренности сторон иные обязанности по исполнению технических условий, предусмотренные пунктом 2.40. Рекомендаций технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям).

11. Заявитель осуществляет <2> \_\_\_\_\_.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <3> со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество лица,  
действующего от имени сетевой организации)

" " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

<1> Указываются обязательства сетевой организации по исполнению технических условий до границы участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, включая урегулирование отношений с иными лицами.

<2> Указываются обязательства заявителя по исполнению технических условий в пределах границ участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, за исключением обязанностей, обязательных для исполнения сетевой организацией за счет ее средств.

<3> Срок действия технических условий не может составлять менее 2 лет и более 5 лет.

## ТИПОВОЙ ДОГОВОР

об осуществлении технологического присоединения  
к электрическим сетям

(для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет свыше 15 до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств)

\_\_\_\_\_ г.  
(место заключения договора)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(дата заключения договора)

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой организации)

именуемая в дальнейшем сетевой организацией, в лице

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество)

действующего на основании

\_\_\_\_\_  
(наименование и реквизиты документа)

с одной стороны, и

\_\_\_\_\_  
(полное наименование юридического лица, номер записи и дата в Едином государственном реестре юридических лиц с указанием фамилии или в соответствии с национальным законодательством; имени, отчества лица, действующего от имени этого юридического лица, наименования и реквизитов документа, на основании которого он действует, либо фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, номер записи и дата в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей или в соответствии с национальным законодательством)

именуемый в дальнейшем заявителем, с другой стороны, вместе именуемые сторонами, заключили настоящий договор о нижеследующем:

#### I. Предмет договора

1. По настоящему договору сетевая организация принимает на себя обязательства по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя (далее - технологическое присоединение) \_\_\_\_\_,  
(наименование энергопринимающих устройств)

в том числе по обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства (включая их проектирование, строительство, реконструкцию) к присоединению энергопринимающих устройств, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) таким лицами принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих устройств, объектов электроэнергетики), с учетом следующих характеристик:

- максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ (кВт);
- категория надежности \_\_\_\_\_;
- класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется присоединение \_\_\_\_\_ (кВ);
- максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ кВт <1>.

Заявитель обязуется оплатить расходы на технологическое присоединение в соответствии с условиями настоящего договора.

2. Технологическое присоединение необходимо для электроснабжения

\_\_\_\_\_,  
(наименование объектов заявителя)

расположенных (которые будут располагаться, место нахождения объектов заявителя) \_\_\_\_\_.

3. Точка (точки) присоединения указана в технических условиях для присоединения к электрическим сетям (далее - технические условия) и располагается на расстоянии \_\_\_\_\_ метров <2> от границы участка заявителя, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя.

4. Технические условия являются неотъемлемой частью настоящего договора и приведены в приложении.

Срок действия технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <3> со дня заключения настоящего договора.

5. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению составляет \_\_\_\_\_ <4> со дня заключения настоящего договора.

## II. Обязанности сторон

6. Сетевая организация обязуется:

- надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на сетевую организацию мероприятий по технологическому присоединению (включая урегулирование отношений с иными лицами) до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

- в течение \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня уведомления заявителем сетевой организации о выполнении им технических условий осуществить проверку выполнения технических условий заявителем, провести с участием заявителя осмотр (обследование) присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя;

- не позднее \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня проведения осмотра (обследования), указанного в абзаце третьем настоящего пункта, с соблюдением срока, установленного пунктом 5 настоящего договора, осуществить фактическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактический прием (подачу) напряжения и мощности, составить при участии заявителя акт об осуществлении технологического присоединения и направить его заявителю.

7. Сетевая организация при невыполнении заявителем технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения вправе по обращению заявителя продлить срок действия технических условий. При этом дополнительная плата не взимается.

8. Заявитель обязуется:

- надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на заявителя мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

- после выполнения мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка заявителя, предусмотренных техническими условиями, уведомить сетевую организацию о выполнении технических условий;

- принять участие в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств сетевой организацией;

- после осуществления сетевой организацией фактического присоединения энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактического приема (подачи) напряжения и мощности подписать акт об осуществлении технологического присоединения либо представить мотивированный отказ от подписания в течение \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня получения указанного акта от сетевой организации;

- надлежащим образом исполнять указанные в разделе III настоящего договора обязательства по оплате расходов на технологическое присоединение;

- уведомить сетевую организацию о направлении заявок в иные сетевые организации при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование 2-х и более источников электроснабжения.

9. Заявитель вправе при невыполнении им технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения обратиться в сетевую организацию с просьбой о продлении срока действия технических условий.

III. Плата за технологическое присоединение и порядок расчетов

10. Размер платы за технологическое присоединение определяется в соответствии с решением \_\_\_\_\_

(наименование органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов)

от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ и составляет \_\_\_\_\_, в том числе НДС \_\_\_\_\_.

11. Внесение платы за технологическое присоединение осуществляется заявителем в следующем порядке:

- 15 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня заключения настоящего договора;

- 30 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 60 дней со дня заключения настоящего договора, но не позже дня фактического присоединения;

- 45 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня фактического присоединения;

- 10 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня подписания акта об осуществлении технологического присоединения.

Заявитель, выразивший желание воспользоваться беспроцентной рассрочкой платежа за технологическое присоединение, вносит:

- 5 процентов платы за технологическое присоединение в течение 15 дней со дня заключения настоящего договора;

- 95 процентов платы за технологическое присоединение в течение 3 лет со дня подписания сторонами акта об осуществлении технологического присоединения равными долями ежеквартально.

12. Датой исполнения обязательства заявителя по оплате расходов на технологическое присоединение считается дата внесения денежных средств в кассу или на расчетный счет сетевой организации.

IV. Разграничение балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон

13. Заявитель несет балансовую и эксплуатационную ответственность в границах своего участка, сетевая организация - до границ участка заявителя <5>.

V. Условия изменения, расторжения договора и ответственность сторон

14. Настоящий договор может быть изменен по письменному соглашению сторон или в судебном порядке.

15. Настоящий договор может быть расторгнут по требованию одной из сторон по основаниям, предусмотренным национальным законодательством.

16. Заявитель вправе при нарушении сетевой организацией указанных в настоящем договоре сроков технологического присоединения в одностороннем порядке расторгнуть настоящий договор.

Нарушение заявителем установленного договором срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению (в случае если техническими условиями предусмотрен поэтапный ввод в работу энергопринимающих устройств - мероприятий, предусмотренных очередным этапом) на 12 и более месяцев при условии, что сетевой организацией в полном объеме выполнены мероприятия по технологическому присоединению, срок осуществления которых по договору наступает ранее указанного нарушенного заявителем срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению, может служить основанием для расторжения договора по требованию сетевой организации по решению суда.

17. Сторона договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный договором, обязана уплатить другой стороне неустойку, равную 0,25 процента от указанного общего размера платы за каждый день просрочки. При этом совокупный размер такой неустойки при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению заявителем не может превышать размер неустойки, определенный в предусмотренном



электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, если расстояние от существующих электрических сетей необходимого класса напряжения до границ участка заявителя, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности. В иных случаях срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению не может превышать 1 год, если более короткие сроки не предусмотрены соответствующей инвестиционной программой или соглашением Сторон.

<5> Такой порядок разграничения балансовой и эксплуатационной ответственности устанавливается, если иное не определено соглашением между сетевой организацией и заявителем, заключенным на основании его обращения в сетевую организацию.

Приложение  
к типовому договору  
об осуществлении технологического  
присоединения к электрическим сетям

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет свыше 15 до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств)

№ \_\_\_\_\_

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)

\_\_\_\_\_  
(полное наименование заявителя - юридического лица; фамилия, имя, отчество заявителя - индивидуального предпринимателя)

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя

\_\_\_\_\_  
2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя,

\_\_\_\_\_  
3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет \_\_\_\_\_ (кВт).

(если энергопринимающее устройство вводится в эксплуатацию по этапам и очередям, указывается поэтапное распределение мощности)

4. Категория надежности \_\_\_\_\_.

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение, \_\_\_\_\_ (кВ).



6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

7. Точка (точки) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) и максимальная мощность энергопринимающих устройств по каждой точке присоединения \_\_\_\_\_ (кВт).

8. Основной источник питания \_\_\_\_\_.

9. Резервный источник питания \_\_\_\_\_.

10. Сетевая организация осуществляет <1>\_\_\_\_\_.

(указываются требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, модернизация оборудования, реконструкция объектов электросетевого хозяйства, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электрической энергии, а также по договоренности сторон иные обязанности по исполнению технических условий, предусмотренные пунктом 2.39. Рекомендаций технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям)

11. Заявитель осуществляет <2>\_\_\_\_\_.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <3> со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество лица,  
действующего от имени сетевой организации)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

<1> Указываются обязательства сетевой организации по исполнению технических условий до границы участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, включая урегулирование отношений с иными лицами.

<2> Указываются обязательства заявителя по исполнению технических условий в пределах границ участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, за исключением обязанностей, обязательных для исполнения сетевой организацией за счет ее средств.

<3> Срок действия технических условий не может составлять менее 2 лет и более 5 лет.

## ТИПОВОЙ ДОГОВОР

### об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых свыше 150 кВт и менее 670 кВт (за исключением случаев, указанных в Приложениях №7 и №8, а также осуществления технологического присоединения по индивидуальному проекту)

\_\_\_\_\_ (место заключения договора)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(дата заключения договора)

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой организации)

именуемая в дальнейшем сетевой организацией, в лице

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество)

действующего на основании

\_\_\_\_\_  
(наименование и реквизиты документа)

с одной стороны, и

\_\_\_\_\_  
(полное наименование юридического лица, номер и дата записи в Едином государственном реестре юридических лиц или в соответствии с национальным законодательством; с указанием фамилии, имени, отчества лица, действующего от имени этого юридического лица, наименования и реквизитов документа, на основании которого он действует, либо фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, номер и дата записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей или в соответствии с национальным законодательством)

именуемый в дальнейшем заявителем, с другой стороны, вместе именуемые сторонами, заключили настоящий договор о нижеследующем:

#### I. Предмет договора

1. По настоящему договору сетевая организация принимает на себя обязательства по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя (далее - технологическое присоединение)

\_\_\_\_\_  
(наименование энергопринимающих устройств)

в том числе по обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства (включая их проектирование, строительство, реконструкцию) к присоединению энергопринимающих устройств, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) такими лицами принадлежащих

им объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих устройств, объектов электроэнергетики), с учетом следующих характеристик:

- максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ (кВт);
- категория надежности \_\_\_\_\_;
- класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение \_\_\_\_\_ (кВ);
- максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ кВт <1>.

Заявитель обязуется оплатить расходы на технологическое присоединение в соответствии с условиями настоящего договора.

2. Технологическое присоединение необходимо для электроснабжения

\_\_\_\_\_,  
(наименование объектов заявителя)

расположенных (которые будут располагаться) место нахождения объектов заявителя) \_\_\_\_\_.

3. Точка (точки) присоединения указана в технических условиях для присоединения к электрическим сетям (далее - технические условия) и располагается на расстоянии \_\_\_\_\_ метров от границы участка заявителя, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя.

4. Технические условия являются неотъемлемой частью настоящего договора и приведены в приложении.

Срок действия технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <2> со дня заключения настоящего договора.

5. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению составляет \_\_\_\_\_ <3> со дня заключения настоящего договора.

## II. Обязанности сторон

6. Сетевая организация обязуется:

- надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на сетевую организацию мероприятий по технологическому присоединению (включая урегулирование отношений с иными лицами) до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

- в течение \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня уведомления заявителем сетевой организации о выполнении им технических условий осуществить проверку выполнения технических условий заявителем;

- принять участие в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя должностным лицом государственного органа исполнительной власти по технологическому надзору;

- не позднее \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня уведомления заявителем о получении разрешения уполномоченного государственного органа исполнительной власти по

технологическому надзору на допуск в эксплуатацию объектов заявителя, с соблюдением срока, установленного пунктом 5 настоящего договора, осуществить фактическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактический прием (подачу) напряжения и мощности, составить при участии заявителя акт об осуществлении технологического присоединения и направить его заявителю.

7. Сетевая организация при невыполнении заявителем технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения вправе по обращению заявителя продлить срок действия технических условий. При этом дополнительная плата не взимается.

8. Заявитель обязуется:

- надлежащим образом исполнить обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на заявителя мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

- после выполнения мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка заявителя, предусмотренных техническими условиями, уведомить сетевую организацию о выполнении технических условий;

- принять участие в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств должностным лицом государственного органа исполнительной власти по технологическому надзору;

- получить разрешение уполномоченного государственного органа исполнительной власти по технологическому надзору на допуск в эксплуатацию присоединяемых объектов;

- после осуществления сетевой организацией фактического присоединения энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактического приема (подачи) напряжения и мощности подписать акт об осуществлении технологического присоединения либо представить мотивированный отказ от подписания в течение \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня получения указанного акта от сетевой организации;

- надлежащим образом исполнять указанные в разделе III настоящего договора обязательства по оплате расходов на технологическое присоединение;

- уведомить сетевую организацию о направлении заявок в иные сетевые организации при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование 2-х и более источников электроснабжения.

9. Заявитель вправе при невыполнении им технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения обратиться в сетевую организацию с просьбой о продлении срока действия технических условий.

### III. Плата за технологическое присоединение и порядок расчетов

10. Размер платы за технологическое присоединение определяется в соответствии с решением \_\_\_\_\_  
(наименование органа исполнительной власти  
в области государственного регулирования тарифов)  
от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ и составляет \_\_\_\_\_, в том числе НДС \_\_\_\_\_.

11. Внесение платы за технологическое присоединение осуществляется заявителем в следующем порядке:

- 10 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня заключения настоящего договора;
- 30 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 60 дней со дня заключения настоящего договора;
- 20 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 180 дней со дня заключения настоящего договора;
- 30 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней со дня фактического присоединения;
- 10 процентов платы за технологическое присоединение вносятся в течение 10 дней со дня подписания акта об осуществлении технологического присоединения.

12. Датой исполнения обязательства заявителя по оплате расходов на технологическое присоединение считается дата внесения денежных средств в кассу или на расчетный счет сетевой организации.

IV. Разграничение балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон

13. Заявитель несет балансовую и эксплуатационную ответственность в границах своего участка, сетевая организация - до границ участка заявителя <4>.

V. Условия изменения, расторжения договора и ответственность сторон

14. Настоящий договор может быть изменен по письменному соглашению сторон или в судебном порядке.

15. Настоящий договор может быть расторгнут по требованию одной из сторон по основаниям, предусмотренным национальным законодательством.

16. Заявитель вправе при нарушении сетевой организацией указанных в настоящем договоре сроков технологического присоединения в одностороннем порядке расторгнуть настоящий договор.

Нарушение заявителем установленного договором срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению (в случае если техническими условиями предусмотрен поэтапный ввод в работу энергопринимающих устройств - мероприятий, предусмотренных очередным этапом) на 12 и более месяцев при условии, что сетевой организацией в полном объеме выполнены мероприятия по технологическому присоединению, срок осуществления которых по договору наступает ранее указанного нарушенного заявителем срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению, может служить основанием для расторжения договора по требованию сетевой организации по решению суда.



устройств.

<2> Срок действия технических условий не может составлять менее 2 лет и более 5 лет.

<3> Срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению не может превышать 1 год, если более короткие сроки не предусмотрены соответствующей инвестиционной программой или соглашением сторон.

<4> Такой порядок разграничения балансовой и эксплуатационной ответственности устанавливается, если иное не определено соглашением между сетевой организацией и заявителем, заключенным на основании его обращения в сетевую организацию.

Приложение  
к типовому договору  
об осуществлении технологического  
присоединения к электрическим сетям

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для присоединения к электрическим сетям

(для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых свыше 150 кВт и менее 670 кВт (за исключением случаев, указанных в Приложениях №7 и №8, а также осуществления технологического присоединения по индивидуальному проекту)

№ \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)

\_\_\_\_\_  
(полное наименование заявителя - юридического лица, фамилия, имя, отчество заявителя - индивидуального предпринимателя)

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя  
\_\_\_\_\_.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет \_\_\_\_\_ (кВт).

(если энергопринимающее устройство вводится в эксплуатацию по этапам и очередям, указывается поэтапное распределение мощности)

4. Категория надежности \_\_\_\_\_.

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение \_\_\_\_\_ (кВ).

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

7. Точка (точки) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) и максимальная мощность энергопринимающих устройств по каждой точке присоединения \_\_\_\_\_ (кВт).

8. Основной источник питания \_\_\_\_\_.

9. Резервный источник питания \_\_\_\_\_.

10. Сетевая организация осуществляет <1> \_\_\_\_\_.

(указываются требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, модернизация оборудования, реконструкция объектов электросетевого хозяйства, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электрической энергии, а также по договоренности сторон иные обязанности по исполнению технических условий, предусмотренные пунктом 2.38. Рекомендаций технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, т. к. электрическим сетям)

11. Заявитель осуществляет <2> \_\_\_\_\_.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <3> со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество лица,  
действующего от имени сетевой организации)

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

<1> Указываются обязательства сетевой организации по исполнению технических условий до границы участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, включая урегулирование отношений с иными лицами.

<2> Указываются обязательства заявителя по исполнению технических условий в пределах границ участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, за исключением обязанностей, обязательных для исполнения сетевой организацией за счет ее средств.

<3> Срок действия технических условий не может составлять менее 2 лет и более 5 лет.



## ТИПОВОЙ ДОГОВОР

об осуществлении технологического присоединения  
к электрическим сетям посредством перераспределения  
максимальной мощности

(для заявителей, заключивших соглашение о перераспределении максимальной мощности с владельцами энергопринимающих устройств (за исключением лиц, указанных в пункте 2.10.1. Рекомендаций технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, лиц, указанных в пунктах 2.11. и 2.12. указанных Рекомендаций, лиц, присоединенных к объектам единой национальной электрической сети, а также лиц, не внесших плату за технологическое присоединение либо внесших плату за технологическое присоединение не в полном объеме), имеющими на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, в отношении которых в установленном порядке было осуществлено фактическое технологическое присоединение к электрическим сетям)

\_\_\_\_\_  
(место заключения договора)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(дата заключения договора)

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой организации),  
именуемая в дальнейшем сетевой организацией, в лице

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество)  
действующего на основании \_\_\_\_\_,  
(наименование и реквизиты документа)

с одной стороны, и

\_\_\_\_\_  
(полное наименование юридического лица, номер и дата записи в Едином государственном реестре юридических лиц или в соответствии с национальным законодательством, с указанием фамилии, имени, отчества лица, действующего от имени этого юридического лица, наименования и реквизитов документа, на основании которого он действует, либо фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, номер и дата записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей или в соответствии с национальным законодательством)

именуемый в дальнейшем заявителем, с другой стороны, далее именуемые сторонами, заключили настоящий договор о нижеследующем:

## I. Предмет договора

1. В соответствии с настоящим договором сетевая организация принимает на себя обязательства по осуществлению технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя, в пользу которого предлагается перераспределить избыток максимальной мощности (далее – технологическое присоединение)

\_\_\_\_\_,  
(наименование энергопринимающих устройств)

в том числе по обеспечению готовности объектов электросетевого хозяйства (включая их проектирование, строительство, реконструкцию) к присоединению энергопринимающих устройств, урегулированию отношений с третьими лицами в случае необходимости строительства (модернизации) такими лицами принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих устройств, объектов электроэнергетики), с учетом следующих характеристик:

- максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ (кВт);

- категория надежности \_\_\_\_\_;

- класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение \_\_\_\_\_ (кВ);

- максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ кВт <1>.

Заявитель обязуется оплатить расходы на технологическое присоединение в соответствии с условиями настоящего договора.

2. Технологическое присоединение необходимо для электроснабжения

\_\_\_\_\_,  
(наименование объектов заявителя)

расположенных (которые будут располагаться)

\_\_\_\_\_.  
(место нахождения объектов заявителя)

3. Точка (точки) присоединения указана в технических условиях для присоединения к электрическим сетям посредством перераспределения максимальной мощности (далее - технические условия) и располагается на расстоянии \_\_\_\_\_ метров от границы участка заявителя, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя.

4. Технические условия являются неотъемлемой частью настоящего договора и приведены в приложении.

Срок действия технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <2> со дня заключения настоящего договора.

5. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению составляет \_\_\_\_\_ <3> со дня заключения настоящего договора.

## II. Обязанности сторон

### 6. Сетевая организация обязуется:

- исполнить надлежащим образом обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на сетевую организацию мероприятий по технологическому присоединению (включая урегулирование отношений с иными лицами) до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях, если иное не определено соглашением между сетевой организацией и заявителем, заключенным на основании его обращения в сетевую организацию;

- в течение 10 рабочих дней со дня выдачи технических условий лицу, в пользу которого перераспределяется максимальная мощность по соглашению о перераспределении мощности, направить лицу, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется по соглашению о перераспределении мощности, требования:

- об изменении устройств релейной защиты и устройств, обеспечивающих контроль величины максимальной мощности для снижения объема максимальной мощности в объемах, предусмотренных соглашением о перераспределении мощности, в случае эксплуатационной принадлежности этих устройств лицам, перераспределяющим максимальную мощность энергопринимающих устройств;

- о внесении изменений в документы, предусматривающие взаимодействие сетевой организации и указанного лица, или о подписании новых документов, фиксирующих объем максимальной мощности после ее перераспределения, в соответствии с соглашением о перераспределении мощности (технические условия, акт об осуществлении технологического присоединения);

- осуществить в течение \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня уведомления заявителем сетевой организации о выполнении им технических условий проверку выполнения технических условий заявителем;

- принять участие в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя должностным лицом государственного органа исполнительной власти по технологическому надзору;

- не позднее \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня уведомления заявителем о получении разрешения уполномоченного государственного органа исполнительной власти по технологическому надзору на допуск в эксплуатацию объектов заявителя осуществить с соблюдением срока, установленного пунктом 5 настоящего договора, фактическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактический прием (подачу) напряжения и мощности, составить при участии заявителя акт об осуществлении технологического присоединения и направить его заявителю <4>.

7. Сетевая организация при невыполнении заявителем технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения вправе по обращению заявителя продлить срок действия технических условий. При этом дополнительная плата не взимается.

8. Заявитель обязуется:

- исполнить надлежащим образом обязательства по настоящему договору, в том числе по выполнению возложенных на заявителя мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя, указанные в технических условиях;

- после выполнения мероприятий по технологическому присоединению в пределах границ участка заявителя, предусмотренных техническими условиями, уведомить сетевую организацию о выполнении технических условий;

- принять участие в осмотре (обследовании) присоединяемых энергопринимающих устройств должностным лицом государственного органа исполнительной власти по технологическому надзору в случаях, предусмотренных национальным законодательством

- получить разрешение уполномоченного государственного органа исполнительной власти по технологическому надзору на допуск в эксплуатацию присоединяемых объектов в случаях, предусмотренных национальным законодательством;

- после осуществления сетевой организацией фактического присоединения энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям, фактического приема (подачи) напряжения и мощности подписать акт об осуществлении технологического присоединения либо представить мотивированный отказ от подписания в течение \_\_\_\_\_ рабочих дней со дня получения указанного акта от сетевой организации;

- надлежащим образом исполнять указанные в разделе III настоящего договора обязательства по оплате расходов на технологическое присоединение.

9. Заявитель вправе при невыполнении им технических условий в согласованный срок и наличии на дату окончания срока их действия технической возможности технологического присоединения обратиться в сетевую организацию с просьбой о продлении срока действия технических условий.

III. Плата за технологическое присоединение и порядок расчетов

10. Размер платы за технологическое присоединение определяется в соответствии с решением

\_\_\_\_\_ (наименование органа исполнительной власти  
в области государственного регулирования тарифов)

от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ и составляет \_\_\_\_\_, в том числе НДС \_\_\_\_\_.

11. Внесение платы за технологическое присоединение осуществляется заявителем в следующем порядке: \_\_\_\_\_.

(указываются порядок и сроки внесения платы  
за технологическое присоединение)

12. Датой исполнения обязательства заявителя по оплате расходов на технологическое присоединение считается дата внесения денежных средств в кассу или на расчетный счет сетевой организации.

IV. Разграничение балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон

13. Заявитель несет балансовую и эксплуатационную ответственность в границах своего участка, сетевая организация - до границ участка заявителя <5>.

V. Условия изменения, расторжения договора и ответственность сторон

14. Настоящий договор может быть изменен по письменному соглашению сторон или в судебном порядке.

15. Настоящий договор может быть расторгнут по требованию одной из сторон по основаниям, предусмотренным национальным законодательством.

16. Заявитель вправе при нарушении сетевой организацией указанных в настоящем договоре сроков технологического присоединения в одностороннем порядке расторгнуть настоящий договор.

Нарушение заявителем установленного договором срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению (в случае если техническими условиями предусмотрен поэтапный ввод в работу энергопринимающих устройств - мероприятий, предусмотренных очередным этапом) на 12 и более месяцев при условии, что сетевой организацией в полном объеме выполнены мероприятия по технологическому присоединению, срок осуществления которых по договору наступает ранее указанного нарушенного заявителем срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению, может служить основанием для расторжения договора по требованию сетевой организации по решению суда.

17. Сторона договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный договором, обязана уплатить другой стороне неустойку, равную 0,25 процента от указанного общего размера платы за каждый день просрочки. При этом совокупный размер такой неустойки при нарушении срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению заявителем не может превышать размер неустойки, определенный в предусмотренном настоящим абзацем порядке за год просрочки.

Сторона договора, нарушившая срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренный договором, обязана уплатить понесенные другой стороной договора расходы, связанные с необходимостью принудительного взыскания неустойки, предусмотренной абзацем первым настоящего пункта, в случае необоснованного уклонения либо отказа от ее уплаты.

18. За неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему договору стороны несут ответственность в соответствии с национальным законодательством.

19. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по настоящему договору, если оно явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы, возникших после подписания сторонами настоящего договора и оказывающих непосредственное воздействие на выполнение сторонами обязательств по настоящему договору.

## VI. Порядок разрешения споров

20. Споры, которые могут возникнуть при исполнении, изменении и расторжении настоящего договора, стороны разрешают в соответствии с национальным законодательством.

## VII. Заключительные положения

21. Настоящий договор считается заключенным со дня поступления подписанного заявителем экземпляра настоящего договора в сетевую организацию.

22. Настоящий договор составлен и подписан в двух экземплярах, по одному для каждой из сторон.

### Реквизиты сторон

Сетевая организация

Заявитель

---

(наименование сетевой организации)

---

(для юридических лиц - полное наименование)

<1> Подлежит указанию, если энергопринимающее устройство заявителя ранее в надлежащем порядке было технологически присоединено и заявитель имеет документы, подтверждающие указанное технологическое присоединение и наличие ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств.

<2> Срок действия технических условий не может составлять менее 2 лет и более 5 лет.

<3> Срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению не может превышать 1 год, если более короткие сроки не предусмотрены соответствующей инвестиционной программой или соглашением сторон.

<4> До выполнения лицом, максимальная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется по соглашению о перераспределении мощности, требований сетевой организации, указанных в пункте 6 настоящего договора, фактическое присоединение энергопринимающих устройств лица, в пользу которого перераспределена максимальная мощность, не производится.

<5> Такой порядок разграничения балансовой и эксплуатационной ответственности устанавливается, если иное не определено соглашением между сетевой организацией и заявителем, заключенным на основании его обращения в сетевую организацию.

Приложение  
к типовому договору  
об осуществлении технологического  
присоединения к электрическим сетям  
посредством перераспределения  
максимальной мощности

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

для присоединения к электрическим сетям посредством  
перераспределения максимальной мощности

(для заявителей, заключивших соглашение о перераспределении максимальной мощности с владельцами энергопринимающих устройств (за исключением лиц, указанных в пункте 2.10.1. Рекомендаций технологического присоединения к электрическим сетям, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 15 кВт включительно, лиц, указанных в пунктах 2.11. и 2.12. указанных Рекомендаций, лиц, присоединенных к объектам единой национальной (общегосударственной) электрической сети, а также лиц, не внесших плату за технологическое присоединение либо внесших плату за технологическое присоединение не в полном объеме), имеющими на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, в отношении которых в установленном порядке было осуществлено фактическое технологическое присоединение к электрическим сетям)

№ \_\_\_\_\_

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_

(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)

\_\_\_\_\_

(полное наименование заявителя - юридического лица; фамилия, имя, отчество заявителя - индивидуального предпринимателя)

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя составляет \_\_\_\_\_ (кВт).

(если энергопринимающее устройство вводится в эксплуатацию по этапам и очередям, указывается поэтапное распределение мощности)

4. Категория надежности \_\_\_\_\_.

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение \_\_\_\_\_ (кВ).

6. Год ввода в эксплуатацию энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_.

7. Точка (точки) присоединения (вводные распределительные устройства, линии электропередачи, базовые подстанции, генераторы) и максимальная мощность энергопринимающих устройств по каждой точке присоединения \_\_\_\_\_ (кВт).

8. Основной источник питания \_\_\_\_\_.

9. Резервный источник питания \_\_\_\_\_.

10. Сетевая организация осуществляет <1> \_\_\_\_\_.

(указываются требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей: строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, модернизация оборудования, реконструкция объектов электросетевого хозяйства, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электрической энергии, а также по договоренности сторон иные обязанности по исполнению технических условий, предусмотренные пунктом 2.38. Рекомендаций технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям)

11. Заявитель осуществляет <2> \_\_\_\_\_.

12. Срок действия настоящих технических условий составляет \_\_\_\_\_ год (года) <3> со дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество лица, действующего от имени сетевой организации)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

<1> Указываются обязательства сетевой организации по исполнению настоящих технических условий до границы участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, включая урегулирование отношений с иными лицами.

<2> Указываются обязательства заявителя по исполнению настоящих технических условий в пределах границ участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, за исключением обязанностей, обязательных для исполнения сетевой организацией за счет ее средств.

<3> Срок действия настоящих технических условий не может составлять менее 2 лет и более 5 лет.



## СОГЛАШЕНИЕ

о перераспределении максимальной мощности

\_\_\_\_\_ " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
 (место заключения Соглашения) (дата заключения Соглашения)

\_\_\_\_\_ ,  
 (полное наименование юридического лица, номер и дата записи в Едином государственном реестре юридических лиц или в соответствии с национальным законодательством, с указанием фамилии, имени, отчества лица, действующего от имени этого юридического лица, наименования и реквизитов документа, на основании которого он действует, либо фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, номер и дата записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей или в соответствии с национальным законодательством), именуемое в дальнейшем стороной 1, с одной стороны, и

\_\_\_\_\_ ,  
 (полное наименование юридического лица, номер и дата записи в Едином государственном реестре юридических лиц или в соответствии с национальным законодательством, с указанием фамилии, имени, отчества лица, действующего от имени этого юридического лица, наименования и реквизитов документа, на основании которого он действует, либо фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя, номер и дата записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей или в соответствии с национальным законодательством)

именуемое в дальнейшем стороной 2, с другой стороны, совместно именуемые сторонами, в соответствии с пунктом 4.3. Рекомендаций технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям заключили настоящее Соглашение о нижеследующем:

## I. Предмет Соглашения

1. Сторона 1 дает согласие на перераспределение ранее присоединенной в установленном порядке (по акту об осуществлении технологического присоединения (акту разграничения границ балансовой принадлежности сторон, акту разграничения эксплуатационной ответственности сторон, разрешению на присоединение, иному документу) от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_) максимальной мощности объекта, расположенного в \_\_\_\_\_ в количестве \_\_\_\_\_ кВт, а сторона 2  
 \_\_\_\_\_  
 (адрес)

принимает эту мощность для электроснабжения объекта, расположенного в \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 (адрес)

В соответствии с условиями настоящего Соглашения сторона 1 снижает объем максимальной мощности собственных энергопринимающих устройств с одновременным перераспределением объема снижения максимальной мощности на

присоединяемые энергопринимающие устройства стороны 2 в пределах действия следующего центра питания \_\_\_\_\_

(указывается питающая подстанция 35 кВ при осуществлении перераспределения мощности в электрических сетях классом напряжения 0,4 - 35 кВ или распределительное устройство питающей подстанции, к которым осуществлено технологическое присоединение энергопринимающих устройств присоединенного лица, - при перераспределении мощности в электрических сетях классом напряжения выше 35 кВ)

2. Наименование сетевой организации, к сетям которой присоединены энергопринимающие устройства стороны 1 (далее - сетевая организация) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (место нахождения почтовый адрес)

## II. Права и обязанности сторон

### 3. Сторона 1 обязуется:

а) совместно со стороной 2 направить уведомление о перераспределении максимальной мощности в сетевую организацию. В таком уведомлении должны быть указаны наименования и реквизиты сторон настоящего Соглашения, центр питания, к которому осуществлено технологическое присоединение энергопринимающих устройств сторон, место нахождения этих устройств (электрических сетей) сторон и объем перераспределяемой максимальной мощности. К уведомлению прилагаются копия технических условий, выданных стороне 1, копия акта об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств стороны 1, заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств стороны 2 и заверенная копия настоящего Соглашения;

б) в срок до завершения мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств стороны 2 выполнить необходимые действия по уменьшению максимальной мощности своих энергопринимающих устройств, а также выполнить следующие действия:

- реализовать в полном объеме мероприятия по технологическому присоединению, предусмотренные техническими условиями, выданными сетевой организацией и согласованными субъектом оперативно-диспетчерского управления в случаях, установленных Рекомендациями технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям;

- внести изменения в документы, предусматривающие взаимодействие сетевой организации и стороны 1, и (или) подписать с сетевой организацией новые документы о технологическом присоединении, фиксирующие объем максимальной мощности после ее перераспределения;

в) предоставить документы, подтверждающие выполнение требований подпункта "б" пункта 3 настоящего Соглашения, по просьбе стороны 2.

#### 4. Сторона 2 обязуется:

а) совместно со стороной 1 обратиться в сетевую организацию с уведомлением о перераспределении максимальной мощности, в котором указываются сведения, предусмотренные подпунктом "а" пункта 3 настоящего Соглашения;

б) в срок до завершения мероприятий по технологическому присоединению своих энергопринимающих устройств выполнить следующие действия:

- реализовать в полном объеме мероприятия по технологическому присоединению, предусмотренные техническими условиями, выданными сетевой организацией <2>;

- подписать с сетевой организацией документы о технологическом присоединении своих энергопринимающих устройств;

в) при заключении с сетевой организацией договора об осуществлении технологического присоединения надлежащим образом исполнять обязанности, предусмотренные таким договором и национальным законодательством.

#### III. Ответственность сторон

5. За неисполнение или ненадлежащее исполнение условий настоящего Соглашения стороны несут ответственность, предусмотренную национальным законодательством.

#### IV. Заключительные положения

6. По иным вопросам, не предусмотренным настоящим Соглашением, стороны

V. Реквизиты и подписи сторон

Сторона 1

Сторона 2

<1> Типовое соглашение о перераспределении максимальной мощности, приведенное в Приложении № 11 к Рекомендациям технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, не применяется в случае отказа потребителя электрической энергии от максимальной мощности в пользу сетевой организации.

<2> В случае если технические условия подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления сторона 2 реализовывает в полном объеме мероприятия по технологическому присоединению, предусмотренные техническими условиями, выданными сетевой организацией и согласованными с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

АКТ

о выполнении технических условий <1>

№ \_\_\_\_\_

от "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
(полное наименование сетевой организации)

именуемое в дальнейшем \_\_\_\_\_  
(сокращенное наименование сетевой организации)

в лице \_\_\_\_\_, действующего  
(ф.и.о. лица - представителя сетевой организации)

на основании \_\_\_\_\_,  
(устава, доверенности, иных документов)

с одной стороны, и \_\_\_\_\_,  
(полное наименование заявителя - юридического лица,  
ф.и.о. заявителя - физического лица)

именуемое в дальнейшем \_\_\_\_\_  
(сокращенное наименование заявителя)

в лице \_\_\_\_\_,  
(ф.и.о. лица - представителя заявителя)

действующего на основании \_\_\_\_\_,  
(устава, доверенности, иных документов)

с другой стороны, в дальнейшем именуемые сторонами, составили настоящий акт о  
нижеследующем:

1. Характеристики присоединения по техническим условиям от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_  
к договору о технологическом присоединении от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_.

2. В ходе проверки рассмотрено выполнение

\_\_\_\_\_  
(перечень требований, пунктов технических условий)

3. Максимальная мощность (всего) \_\_\_\_\_ кВт, в том числе:

- присоединяемая максимальная мощность (без учета ранее присоединенной  
(существующей) максимальной мощности) \_\_\_\_\_ кВт;

- ранее присоединенная максимальная мощность \_\_\_\_\_ кВт <2>;

- категория надежности электроснабжения \_\_\_\_\_ кВт;

- перечень точек присоединения:

№	Источник питания (наименование питающих линий)	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (кВт)

4. В ходе проверки произведено рассмотрение следующих документов, представленных в целях подтверждения выполнения технических условий:

\_\_\_\_\_.  
(указываются перечень и реквизиты документов, представленных заявителем и (или) сетевой организацией в целях подтверждения выполнения технических условий)

5. Проведен осмотр электроустановок заявителя

\_\_\_\_\_  
(перечень электроустановок, адрес)

сетевой организацией в лице \_\_\_\_\_  
(должностное лицо сетевой организации)

с участием <3> \_\_\_\_\_  
(должностное лицо субъекта оперативно-диспетчерского управления)

\_\_\_\_\_  
(ф.и.о., телефон, наименование организации, адрес)

построенных (реконструированных) в рамках выполнения технических условий от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ к договору о технологическом присоединении от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_.

В ходе проведения осмотра установлены:

- перечень и характеристики электрооборудования, предъявленного к осмотру

\_\_\_\_\_  
(тип, мощность, напряжение, количество, длина, марка и сечение кабелей проводов, характеристики линий и др.)

- устройства релейной защиты, сетевой, противоаварийной и режимной автоматики \_\_\_\_\_,  
(виды релейной защиты и автоматики и др.)

- автономный резервный источник питания \_\_\_\_\_.  
(место установки, тип, мощность, напряжение и др.)

6. По результатам проверки установлено, что мероприятия, предусмотренные техническими условиями (этапом технических условий), выполнены \_\_\_\_\_.

7. Прочие отметки:

\_\_\_\_\_.

Должностное лицо  
сетевой организации

Заявитель (уполномоченный  
представитель заявителя)

_____		_____	
(должность)		(должность)	
_____ / _____		_____ / _____	
_____ / _____		_____ / _____	
(подпись)	(ф.и.о.)	(подпись)	(ф.и.о.)

Должностное лицо субъекта оперативно-диспетчерского управления <4>

\_\_\_\_\_

(должность)

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

(подпись) (ф.и.о.)

-----

<1> Акт составляется сетевой организацией, заявителем и субъектом оперативно-диспетчерского управления в случае согласования технических условий с субъектом оперативно-диспетчерского управления. В случае если технические условия согласовывались с субъектом оперативно-диспетчерского управления, а проверки выполнения технических условий в части мероприятий, выполнение которых возложено на заявителя, и в части мероприятий, выполняемых сетевой организацией, проводятся отдельно (в разное время), допускается составление отдельных актов о выполнении технических условий по результатам каждой из проверок, а именно отдельно сетевой организацией, заявителем и субъектом оперативно-диспетчерского управления либо сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления.

<2> Заполняется в случае увеличения максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств (энергетических установок).

<3> Заполняется в случае, если выполнялся осмотр электроустановок, построенных (реконструированных) в рамках выполнения технических условий, подлежащих согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

<4> Согласовывается при составлении акта между сетевой организацией и заявителем, в случае если технические условия согласовывались субъектом оперативно-диспетчерского управления.

ТИПОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ

о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации  
в целях выполнения мероприятий по технологическому  
присоединению по индивидуальному проекту

\_\_\_\_\_ г.  
(место заключения соглашения)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(дата заключения соглашения)

- указывается дата поступления  
подписанного заявителем экземпляра  
соглашения в сетевую организацию

\_\_\_\_\_  
именуемое в дальнейшем сетевой организацией,  
в лице \_\_\_\_\_,  
действующего на основании \_\_\_\_\_,  
с одной стороны, и \_\_\_\_\_,  
именуемое в дальнейшем заявителем, в лице \_\_\_\_\_,  
действующего на основании \_\_\_\_\_,  
с другой стороны, совместно именуемые сторонами, заключили настоящее  
соглашение о нижеследующем:

I. Предмет соглашения

1. Настоящее соглашение заключено сторонами на основании заявки от  
\_\_\_\_\_ № \_\_\_\_ об осуществлении технологического присоединения  
энергопринимающих устройств заявителя \_\_\_\_\_,  
(наименование устройств)  
расположенных (которые будут располагаться): \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(место нахождения устройств)

со следующими характеристиками:

- максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств \_\_\_\_ кВт;
- категория надежности \_\_\_\_\_;
- класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение, \_\_\_\_\_ кВ;
- максимальная мощность ранее присоединенных энергопринимающих устройств \_\_\_\_\_ кВт <1>.

2. Настоящим соглашением определен порядок взаимодействия сторон до дня заключения договора об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям по индивидуальному проекту (далее - договор), в том числе:

а) обязательства сетевой организации по подготовке индивидуальных технических условий (далее - технические условия), включая согласование с системным оператором, в случае если такое согласование предусмотрено национальным законодательством об электроэнергетике;

б) срок разработки проектной документации, включая обеспечение проведения ее экспертизы в соответствии с требованиями национального законодательства о градостроительной деятельности, в целях осуществления мероприятий, которые в соответствии с техническими условиями должны быть реализованы сетевой организацией;

в) порядок возмещения заявителем расходов сетевой организации на осуществление мероприятий по подготовке технических условий и разработке проектной документации в случае одностороннего отказа заявителя от исполнения настоящего соглашения или заключения договора;

г) права и обязанности сетевой организации и заявителя, связанные с взаимодействием сторон при реализации настоящего соглашения.

3. Заявитель несет ответственность за разработку проектной документации в границах своего участка, сетевая организация - до границ участка заявителя.

## II. Обязанности сторон

### 4. Сетевая организация обязуется:

а) не позднее \_\_\_\_\_ <2> со дня заключения настоящего соглашения обеспечить разработку технических условий и их согласование с системным оператором (в случае, если они подлежат такому согласованию в соответствии с национальным законодательством об электроэнергетике), а также разработку (экспертизу в соответствии с требованиями национального законодательства о градостроительной деятельности) проектной документации в целях выполнения мероприятий, которые в соответствии с техническими условиями должны быть реализованы сетевой организацией <3>;

б) направить в течение 15 дней со дня истечения срока, указанного в настоящем пункте, в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов заявление об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту в порядке, установленном национальным законодательством об электроэнергетике;

в) в течение 3 рабочих дней со дня получения информации о стоимости разработки проектной документации направить такую информацию заявителю;

г) в течение 3 рабочих дней со дня вступления в силу решения уполномоченного органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту направить заявителю оферту на заключение договора, технические условия (в случае, если технические условия подлежат согласованию с системным оператором, - технические условия, согласованные с системным оператором), а также копию решения уполномоченного органа исполнительной



власти в области государственного регулирования тарифов об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту;

д) осуществить возврат заявителю в течение 10 дней со дня установления платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов денежных средств, полученных в качестве авансового платежа и превышающих стоимость мероприятий по подготовке технических условий и разработке проектной документации, включенную в указанную плату, если иное не предусмотрено заключенным сторонами договором <4>;

е) в течение 10 рабочих дней со дня получения письменного запроса заявителя предоставить сведения, указанные в подпункте "г" пункта 7 настоящего соглашения. В случае отсутствия необходимых сведений, запрашиваемых заявителем, сетевая организация в течение 3 рабочих дней со дня получения такого запроса уведомляет заявителя о необходимости установления более длительного срока, который не должен быть более 45 дней со дня направления письменного запроса заявителя;

ж) информировать заявителя:

- о направлении в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов заявления о расчете платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту - в течение 3 дней со дня направления заявления;

- о принятии решения об изменениях технических характеристик технологического присоединения, которые возникли в процессе и (или) по результатам разработки проектной документации и которые могут повлиять на разработку проектной документации заявителя в пределах границ его участка. Сетевая организация должна уведомить заявителя в течение 5 рабочих дней со дня принятия такого решения в случае, если сведения о технических характеристиках технологического присоединения ранее направлялись заявителю по его запросу.

5. Сетевая организация вправе:

а) запрашивать у заявителя сведения о результатах проведения проектно-изыскательских работ (при наличии таких результатов), необходимые для обеспечения соответствия технических решений при проектировании объектов заявителя техническим решениям при проектировании объектов сетевой организации;

б) привлекать третьих лиц для выполнения обязательств по настоящему соглашению;

в) аннулировать заявку на технологическое присоединение в случае поступления в сетевую организацию одностороннего отказа заявителя от исполнения настоящего соглашения до дня установления платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов или в случае ненаправления заявителем подписанного проекта договора либо мотивированного отказа от его подписания, но не ранее чем через 30 рабочих дней со дня получения заявителем от сетевой организации проекта договора, технических условий, а также копии решения уполномоченного органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов;

г) потребовать от заявителя возмещения расходов на выполнение мероприятий по подготовке технических условий и разработке проектной документации:

в случае получения от заявителя письменного уведомления об отказе от исполнения обязательств по настоящему соглашению до дня установления платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов - в размере фактически понесенных расходов при условии предоставления заявителю документов, подтверждающих такие расходы (заверенные копии первичных учетных документов - договоры, платежные документы, акты и другие документы);

в случае ненаправления заявителем подписанного проекта договора либо мотивированного отказа от его подписания - в размере стоимости соответствующих мероприятий, включенной в плату за технологическое присоединение по индивидуальному проекту, утвержденную уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

#### 6. Заявитель обязуется:

а) в течение 10 рабочих дней со дня получения письменного запроса сетевой организации предоставить сведения, указанные в подпункте "а" пункта 5 настоящего соглашения, при их наличии. При необходимости более длительного времени для подготовки таких сведений и документов более длительный срок согласуется сторонами дополнительно. Заявитель уведомляет сетевую организацию о необходимости установления более длительного срока не позднее чем за 3 рабочих дня до истечения такого срока;

б) в течение 30 дней со дня получения от сетевой организации оферты на заключение договора подписать представленный сетевой организацией договор либо представить мотивированный отказ от подписания такого договора;

в) в случае отказа от исполнения обязательств по настоящему соглашению письменно известить сетевую организацию о таком отказе способом, позволяющим подтвердить дату отправки и получения указанного уведомления;

г) в течение 10 дней со дня получения от сетевой организации требования о возмещении расходов на выполнение мероприятий по подготовке технических условий и разработке проектной документации возместить такие расходы или направить мотивированный отказ от возмещения. Возмещение расходов производится путем перечисления заявителем денежных средств на расчетный счет сетевой организации, указанный в реквизитах настоящего соглашения, датой исполнения заявителем обязательств по оплате является дата зачисления денежных средств на расчетный счет сетевой организации;

д) в срок до \_\_\_\_\_ <5> обеспечить выполнение следующих работ по разработке проектной документации в целях выполнения мероприятий, которые должны быть реализованы сетевой организацией, и передать ей результаты таких работ: \_\_\_\_\_.

#### 7. Заявитель вправе:

а) внести в качестве авансового платежа за осуществление сетевой организацией мероприятий по технологическому присоединению, связанных с подготовкой технических условий и разработкой проектной документации,

\_\_\_\_\_ (сумма) при условии, что такой платеж засчитывается в качестве возмещения расходов сетевой организации на подготовку технических условий и разработку проектной документации или оплаты по договору в части стоимости мероприятий по подготовке технических условий и разработке проектной документации, включенной в установленную плату за технологическое присоединение по индивидуальному проекту <б>;

б) отказаться от исполнения обязательств по настоящему соглашению до окончания срока действия настоящего соглашения при условии письменного уведомления сетевой организации, которое должно быть направлено не позднее чем за 10 рабочих дней до дня, указанного заявителем, начиная с которого заявитель отказывается от исполнения обязательств;

в) отказаться от заключения договора после установления уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту;

г) в целях обеспечения проведения инженерных изысканий и (или) разработки проектной документации в границах участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, запрашивать у сетевой организации сведения:

о планируемых точках присоединения к объектам электросетевого хозяйства с распределением максимальной мощности, указанной в заявке, по каждой точке;

о составе мероприятий, необходимых для выполнения технологического присоединения по индивидуальному проекту.

### III. Порядок изменения, расторжения соглашения, ответственность сторон

8. Настоящее соглашение может быть изменено по письменному соглашению сторон или в судебном порядке.

9. Настоящее соглашение может быть расторгнуто по требованию одной из сторон по основаниям, предусмотренным национальным законодательством.

10. Настоящее соглашение признается расторгнутым со дня поступления в сетевую организацию уведомления заявителя об отказе от исполнения обязательств по настоящему соглашению до окончания срока его действия.

11. В случае нарушения по вине сетевой организации установленных срока и порядка направления в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов заявления об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту сетевая организация обязана:

уплатить заявителю не позднее даты полной оплаты заявителем услуги по технологическому присоединению по индивидуальному проекту, предусмотренной договором, неустойку, рассчитанную за каждый день просрочки как произведение 0,014 ключевой ставки Национального банка, установленной на дату заключения договора, и стоимости мероприятий, связанных с подготовкой индивидуальных технических условий и разработкой проектной документации, в размере, указанном в решении уполномоченного органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту;

возместить понесенные заявителем расходы в размере, определенном в судебном акте, связанные с необходимостью принудительного взыскания.

Совокупный размер неустойки, подлежащей уплате заявителю, не может превышать размер неустойки, предусмотренный абзацем вторым настоящего пункта, за год просрочки.

12. В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения своих обязательств по настоящему соглашению стороны несут ответственность в соответствии с национальным законодательством.

13. Стороны освобождаются от ответственности за полное или частичное невыполнение обязательств по настоящему соглашению, если это невыполнение было вызвано обстоятельствами непреодолимой силы, возникшими после вступления в силу настоящего соглашения. В этих случаях сроки выполнения сторонами обязательств по настоящему соглашению переносятся на другой срок соразмерно времени, в течение которого действуют обстоятельства непреодолимой силы.

14. Сторона обязана в письменной форме известить о наступлении обстоятельств непреодолимой силы другую сторону не позднее 20 рабочих дней со дня наступления таких обстоятельств с представлением документов, подтверждающих их наступление. В противном случае она не вправе ссылаться на действие обстоятельств непреодолимой силы как на основание, освобождающее сторону от ответственности.

#### IV. Порядок разрешения споров

15. Споры, которые могут возникнуть при исполнении, изменении и расторжении настоящего соглашения, стороны разрешают в соответствии с национальным законодательством.

#### V. Заключительные положения

16. Направление всех уведомлений, извещений и информации в случаях, предусмотренных настоящим соглашением, осуществляется способом, позволяющим подтвердить дату отправки и получения.

17. Настоящее соглашение считается заключенным со дня поступления в сетевую организацию экземпляра, подписанного заявителем, и действует до окончания исполнения сторонами обязательств.

18. Изменения, которые вносятся в настоящее соглашение, действительны, если они оформлены в письменном виде и подписаны сторонами или уполномоченными представителями сторон.

19. Настоящее соглашение составлено в двух экземплярах - по одному для каждой из сторон.

VI. Реквизиты сторон

Сетевая организация

Заявитель

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой  
организации)

\_\_\_\_\_  
(для юридических лиц - полное  
наименование)

\_\_\_\_\_  
(место нахождения)

\_\_\_\_\_  
(номер записи в Едином государственном  
реестре юридических лиц)

ИНН/КПП

ИНН

\_\_\_\_\_  
р/с

\_\_\_\_\_  
к/с

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя,  
отчество лица, действующего от  
имени сетевой организации)

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество  
лица, действующего от имени  
юридического лица)

\_\_\_\_\_  
(место нахождения)

\_\_\_\_\_  
(для индивидуальных  
предпринимателей - фамилия, имя,  
отчество)

\_\_\_\_\_  
(номер записи в Едином  
государственном реестре индивидуальных  
предпринимателей и дата ее внесения в  
реестр)

\_\_\_\_\_  
(серия, номер и дата выдачи  
паспорта  
иного документа, удостоверяющего  
личность в соответствии с национальным  
законодательством  
ИНН

\_\_\_\_\_  
(место жительства)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

М.П.

\_\_\_\_\_  
(подпись)

М.П.

<1> Подлежит указанию, если энергопринимающее устройство заявителя ранее в надлежащем порядке было технологически присоединено и заявитель имеет документы, подтверждающие указанное технологическое присоединение и наличие ранее присоединенных в соответствующей точке присоединения энергопринимающих устройств.

<2> Подлежит указанию срок, позволяющий сетевой организации исполнить предусмотренную подпунктом "б" пункта 4 настоящего соглашения обязанность не позднее 15 месяцев со дня заключения настоящего соглашения обратиться в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с заявлением об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту.

<3> Обязательства сетевой организации по разработке проектной документации не включаются в настоящее соглашение, в случае если по инициативе заявителя с согласия сетевой организации в настоящее соглашение включены обязательства заявителя о выполнении работ по разработке проектной документации в целях выполнения мероприятий, которые должны быть реализованы сетевой организацией.

<4> Обязанность включается в случае включения в настоящее соглашение права заявителя на внесение авансового платежа.

<5> Подлежит указанию срок, позволяющий сетевой организации исполнить предусмотренную подпунктом "б" пункта 4 настоящего соглашения обязанность не позднее 15 месяцев со дня заключения настоящего соглашения обратиться в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с заявлением об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту.

<6> Право заявителя на внесение авансового платежа включается в настоящее соглашение на основании предложения заявителя.

АКТ

допуска в эксплуатацию прибора учета электрической энергии

№ \_\_\_\_\_

"\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
(наименование сетевой организации)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество, должность представителя сетевой организации)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество или наименование потребителя или его представителя)

\_\_\_\_\_  
(наименование субъекта розничного рынка, с которым у заявителя заключен (предполагается к заключению) договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество, должность представителя субъекта розничного рынка, с которым у заявителя заключен (предполагается к заключению) договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)

\_\_\_\_\_  
(номер договора энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) при наличии)

Дата и время проведения проверки: "\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

"\_\_" часов "\_\_" минут.

1. Сведения о точке поставки

Адрес	
Наименование Центр питания (наименование, уровень напряжения, номер) Фидер 10 (6) кВ (наименование, номер) ТП (КТП) (наименование, номер) Фидер 0,4 кВ (наименование, номер) Опора 0,4 кВ (номер)	
Характеристика помещения (жилое или нежилое)	
Коммутационный аппарат до прибора учета (номинальный ток, А)	

## 2. Характеристики и показания прибора учета

Место установки	
Балансовая принадлежность	
Тип	
Заводской номер	
Класс точности	
Номинальный ток, А	
Номинальное напряжение, В	
Разрядность (до запятой)	
Разрядность (после запятой)	
Год выпуска	
Дата поверки	
Дата следующей поверки	

Вид энергии	Активная (прием)	Активная (отдача)	Реактивная (прием)	Реактивная (отдача)
Показания электрической энергии, в том числе				
тариф 1				
тариф 2				
...				



### 3. Характеристики измерительных трансформаторов тока (при наличии)

Наименование	Характеристики по фазам		
	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Место установки			
Тип			
Заводской номер			
Коэффициент трансформации			
Класс точности			
Дата поверки			
Дата следующей поверки			

### 4. Характеристики измерительных трансформаторов напряжения (при наличии)

Наименование	Характеристики по фазам		
	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Место установки			
Тип			
Заводской номер			
Коэффициент трансформации			
Класс точности			
Дата поверки			
Дата следующей поверки			

### 5. Информация о знаках визуального контроля (пломбах)

Место установки пломбы	Номер пломбы	Наименование организации, установившей пломбу

6. Сведения об оборудовании дистанционного сбора данных (при наличии)

Наименование	Устройство сбора и передачи данных	Коммуникационное оборудование	Прочее (указать)
Место установки			
Балансовая принадлежность			
Тип			
Заводской номер			
Дата поверки			
Дата следующей поверки			

7. Результаты измерений

Характеристики	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Сила тока в первичной цепи, А			
Сила тока в измерительных цепях, А			
Фазное напряжение, В			
Угол фазового сдвига, град			

8. Характеристики использованного оборудования

\_\_\_\_\_  
 (наименование и тип оборудования, номер, дата поверки)

9. Прочее \_\_\_\_\_.

10. Заключение

Решение о допуске (недопуске) прибора учета в эксплуатацию (в случае недопуска указать причины) \_\_\_\_\_.

Мероприятия, необходимые к выполнению для допуска прибора учета электрической энергии в эксплуатацию \_\_\_\_\_.

Срок выполнения мероприятий до " \_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Представитель сетевой организации

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
(подпись) (ф.и.о. представителя)

Потребитель (его представитель)

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
(подпись) (ф.и.о. потребителя (его представителя))

Представитель субъекта розничного рынка, с которым у заявителя заключен (предполагается к заключению) договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
(подпись) (ф.и.о. представителя)

**УТВЕРЖДЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

**Методические рекомендации по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий****Обозначения и сокращения**

<b>ADMS</b>	Платформа верхнего уровня с единым пользовательским интерфейсом
<b>AMI</b>	Способ линейного кодирования
<b>IEEE</b>	Институт инженеров электротехники и электроники
<b>IP</b>	Уникальный сетевой адрес узла в компьютерной сети
<b>IT</b>	Информационные технологии
<b>IVR</b>	Интерактивное голосовое меню
<b>АБ</b>	Аккумуляторная батарея
<b>АВР</b>	Автоматический ввод резерва
<b>АСДТУ</b>	Автоматизированные средства диспетчерского и технологического управления
<b>АСКУЭ</b>	Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
<b>АСУ</b>	Автоматизированная система управления
<b>АСУ ТП</b>	Автоматизированная система управления технологическим процессом
<b>КЭ</b>	Качество энергии
<b>ЛЭП</b>	Линия электропередачи
<b>МЭК</b>	Международная электротехническая комиссия
<b>ОИУК</b>	Оперативный информационно-управляющий комплекс
<b>ОМП</b>	Определение места повреждения
<b>ПА</b>	Противоаварийная автоматика
<b>ПКЭ</b>	Показатель качества электроэнергии
<b>ПС</b>	Электрическая подстанция
<b>ПТК</b>	Программно-технический комплекс
<b>РИСЭ</b>	Резервный источник снабжения электроэнергией
<b>РЗА</b>	Релейная защита и автоматика
<b>РПН</b>	Регулирование под напряжением
<b>РЭС</b>	Район электрических сетей
<b>СВИ</b>	Синхронные векторные измерения
<b>ССПИ</b>	Система сбора и передачи информации
<b>ТОиР</b>	Техническое обслуживание и ремонт
<b>ТМ</b>	Телемеханика
<b>ТИ</b>	Телеизмерение
<b>ТС</b>	Телесигнализации
<b>ТУ</b>	Телеуправление
<b>ЩПТ</b>	Щит постоянного тока
<b>ЭСХ</b>	Электросетевое хозяйство

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Методические рекомендации по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий (далее - Методические рекомендации) разработаны в соответствии с п.3 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019 - 2021 гг.

1.2. Целью Методических рекомендаций является обобщение и систематизация требований по цифровизации объектов ЭСХ для обеспечения всех потенциальных пользователей необходимой методической информацией и общими данными. Настоящие Методические рекомендации не вносят изменений в правовые и нормативные акты государств-участников СНГ для определения цифровых технологий.

1.3. Результатами внедрения цифровизации объектов ЭСХ являются:

- локализация аварийных событий в электрических сетях;
- применение автоматических алгоритмов восстановления сети электроснабжения;
- сокращение времени поиска поврежденного элемента;
- мониторинг и online диагностика;
- повышение безопасности персонала;
- снижение величины потерь при передаче электрической энергии;
- повышение наблюдаемости объектов электрической сети;
- повышение качества электроснабжения потребителей;
- снижение операционных издержек на производственную деятельность и снижение диспетчерской нагрузки.

1.4. Перспективным в части решения задач повышения общей эффективности цифровизации объектов ЭСХ является следующий функционал:

- развитие систем мониторинга технического состояния оборудования (концепция интеллектуального мониторинга);
- система управления производственными активами и управления организацией ТОиР оборудования, техпервооружения и реконструкции сетевых объектов;
- автоматизация процессов организации технологического присоединения к сетям;
- системы автоматизированного проектирования развития электрических сетей.

## 2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**Затраты текущей деятельности (ОРЕХ)** - затраты, которые несет энергопредприятие в процессе текущей деятельности для обеспечения функционирования.

**Иновация** - конечный результат инновационной деятельности, получивший воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта (товара, работы, услуги), производственного процесса, нового маркетингового метода или организационного метода в ведении деятельности, организации рабочих мест или во внешних связях.

**Иновационная деятельность** - комплекс научных, технологических, организационных, финансовых и коммерческих мероприятий, направленных на реализацию инновационных проектов, а также на создание инновационной инфраструктуры и ее обеспечение.

**Иновационный проект** - комплекс мероприятий, ограниченных по времени и ресурсам, направленных на получение инновации, ее пилотной апробации, внедрение, коммерциализацию научных и (или) научно-технических результатов.

**Капитальные затраты (CAPEX)** - капитальные затраты или расходы, которые несет энергопредприятие.

**Общая информационная модель (СІМ модель)** - открытый стандарт, определяющий представление управляемых элементов информационных технологий среды в виде совокупности объектов и их отношений, предназначенный обеспечить унифицированный способ управления такими объектами, вне зависимости от их поставщика или производителя.

**Оперативно-технологическое управление (ОТУ)** - совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов ЭСХ.

**Пилотный проект** - проект, в составе которого предусмотрено применение инновационных технических решений (новой техники, систем управления, защиты и диагностики и так далее), с целью их апробации на конкретном объекте.

**Средний индекс длительности прерываний в работе системы (SAIDI)** - средняя продолжительность перерывов в электроснабжении на одного потребителя в год или отношение общей продолжительности длительных ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей.

**Средний индекс частоты прерываний в работе системы (SAIFI)** - среднее количество длительных перерывов в электроснабжении на одного потребителя в год или отношение количества ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей.

**Центр подготовки персонала** - учебные центры, учебно-тренажерные центры, центры подготовки персонала, учебно-курсовые комбинаты и другие учебные заведения профессионального образования.

**Цифровая организация** - организация в которой модернизированы/оптимизированы процессы для использования исключительно цифровых технологий управления производственными процессами и финансово-хозяйственной деятельности.

**Цифровая подстанция (ЦПС)** - подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами подстанции, информационного обмена

с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК.

**Цифровая сеть** - высокоавтоматизированная сеть, обеспечивающая наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов МЭК, управляемая в режиме on-line и отслеживающая параметры и режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, поддерживающая функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающая интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей.

**Цифровой РЭС** - высокоавтоматизированный район электрических сетей, обеспечивающий наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов МЭК, управляемый в режиме on-line и отслеживающий параметры и режимы работы всех участников процесса передачи и потребления электроэнергии, поддерживающий функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающий функционирование системы управления энергопотреблением, интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей и устройствами распределенной генерации, а также интеллектуальный учет потребляемой и вырабатываемой электроэнергии.

**Цифровой центр управления сетями (ЦУС)** - структурное подразделение сетевой организации (ее филиала), осуществляющее функции оперативно-технологического управления в отношении объектов ЭСХ, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности данной сетевой организации или в установленных законодательством государств-участников СНГ, - случаях - в отношении объектов ЭСХ и энергопринимающих установок, принадлежащих иным собственникам, с высоким уровнем автоматизации, достигаемым посредством применения высокотехнологичных интеллектуальных программно-технических комплексов и информационных систем, позволяющих осуществлять функции оперативно-технологического управления ЭСХ и обеспечивающих наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования в режиме on-line.

**Энергопредприятие** - самостоятельный хозяйствующий субъект, созданный в порядке, установленном законодательством для производства продукции, выполнения работ и оказания услуг в целях удовлетворения общественных потребностей и получения прибыли.

### **3. ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ**

В настоящее время ЭСХ исчерпало возможности экстенсивного развития.

Рост числа потребителей компенсируется ростом их энергоэффективности, что в свою очередь приведет к стагнирующему росту полезного отпуска из сети.

Анализ данных показывает следующие наметившиеся тенденции в развитии объектов ЭСХ:

- резкое снижение темпа сокращения технологических потерь;
- заморозка темпов снижения аварийности;

- достижение надежности за счет многократного резервирования из-за избыточного сетевого строительства;
- увеличение процента износа основного оборудования, который ведет к снижению качества услуг по передаче электроэнергии;
- отсталость технологической базы для принятия инноваций.

Наиболее важные (ключевые) направления инновационного развития (с возможностью периодического пересмотра в случае существенного изменения внешних или внутренних факторов):

- переход к цифровым сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления:
  - создание единой информационной модели сети;
  - создание вертикально-интегрированной цифровой системы - ЦУС;
  - переход к ЦПС различного класса напряжения;
  - переход к цифровым РЭС, с изменением самой системы эксплуатации сети;
  - переход к ЛЭП, оснащенным цифровыми системами мониторинга (цифровые ЛЭП);
  - переход к комплексной автоматизации систем управления;
  - применение новых технологий и материалов в электроэнергетике.

В общем случае, для ЭСХ характерен постоянный объем и характер расходов. Рост числа энергопотребителей и затрат на их присоединение значительно опережает рост операционных расходов. Таким образом, единственным направлением повышения эффективности работы - является снижение ОРЕХ.

Задачи инновационного развития, и в первую очередь технологий, направленных на цифровизацию, должны обеспечить преимущество в темпах снижения ОРЕХ, исключив при этом рост удельных расходов организации.

Задача инноваций и процессов цифровизации - быстро удешевить развитие и, главным образом, содержание инфраструктуры, управления технологическими процессами и финансово-хозяйственной деятельностью.

Это позволит значительно сократить время перехода на качественно новые потребности существующей экономики и потребителей, одновременно являющиеся и новыми стратегическими задачами организации:

- новые запросы потребителей: высокое качество и надежность энергоснабжения; развитие новых сервисов (тарифное регулирование, малая генерация, электротранспорт, управление энергоэффективностью);
- обеспечение доступности инфраструктуры для всех видов потребителей;
- обеспечение нового уровня эффективности: низкий удельный ОРЕХ и САРЕХ, минимальные потери.

Инновационное развитие и процессы цифровизации качественно решают все три задачи в развитии ЭСХ.



### **3. ПЕРЕХОД К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ ЦИФРОВЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ**

Цифровая сеть – это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС и ЛЭП, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов стандартов МЭК.

Важная характеристика цифровой сети – взаимодействие с потребителем и генерацией, предоставление услуг, ведется только через администрирование в цифровой сети, после авторизации. Это качественно отличает существующее положение дел, когда потребитель получает услугу сразу после физического подключения к сети.

Цели создания цифровой электрической сети:

- повышение надежности сети;
- повышение экономической эффективности;
- снижение человеческого фактора и ресурсов;
- снижение затрат.

#### **4.1. Целевая технологическая модель цифровой сети.**

Целевая технологическая модель цифровой сети – сеть, которая в реальном времени отслеживает режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии. Получая обратную связь через разветвленную систему датчиков в режиме on-line, интеллектуальная сеть автоматически реагирует на все изменения, происходящие в сети, принимая оптимальные решения для предотвращения аварий и осуществления энергоснабжения с максимальной надежностью и экономической эффективностью.

#### **4.2. Характеристики интеллектуальной цифровой сети.**

Ключевые характеристики интеллектуальной цифровой сети:

- самодиагностика и способность к самовосстановлению после сбоев в работе отдельных элементов;
- самостоятельное функционирование, включая управление сетью, частью сети;
- интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг;
- оперативное обнаружение отключений в сети;
- удаленное отключение/включение потребителя;
- оперативное реагирование на попытки вмешательства;
- выявление дефектов в сети низкого напряжения;
- изменение тарифного плана по запросу потребителя;
- расчет показателей надежности;

- анализ топологии сети;
- контроль переключений;
- расчет установившегося режима сети;
- анализ потоков распределения мощности в установившемся режиме на базе однолинейной схемы;
- регулирование напряжения;
- автоматизированное снижение и восстановление нагрузки;
- управление устранением неисправностей и системное восстановление;
- выравнивание нагрузки путём реконфигурации распределенной сети;
- прогнозирование загрузки распределения;
- учёт на всех уровнях.

Цифровую сеть характеризует:

- **Гибкость.** Сеть должна подстраиваться под нужды потребителей электроэнергии.
- **Доступность.** Сеть должна быть доступна для новых пользователей, причём в качестве новых подключений к глобальной сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии.
- **Надёжность.** Сеть должна гарантировать защищённость и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века.
- **Экономичность.** Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Ключевым фактором реализации цифровой интеллектуальной сети является платформенность решений и единых цифровых шин данных.

Укрупненно структура такой интеллектуальной цифровой сети состоит из трех уровней.

#### **4.2.1. Уровень стратегического анализа и планирования.**

Организационно уровень стратегического анализа и планирования находится в управляющей организации, отвечающей за стратегическое развитие и общее планирование деятельности.

Технологически уровень представляет собой набор программ, приложений, систем и подсистем, реализующих функции сбора и обработки данных, поступающих в цифровом формате по заданным параметрам оперативности и детализации с операционно-технологического уровня.

По результатам обработки данных формируются прогнозы, варианты планирования и сценарии развития технологических и экономических аспектов организации в целом.

Уровень предназначен для реализации пространственно-технического мониторинга состояния электросетевых активов, мониторинга климатических

воздействий и погодных условий, чрезвычайных ситуаций (пожары, гололедообразование, молниевые разряды, шквальные ветры), пространственного взаимодействия энергообъектов с окружающей средой и сторонними хозяйствующими субъектами.

Система решений уровня представляет возможность:

- подготовки, хранения, обработки и обновление данных;
- организации сетевой работы пользователей и потребителей;
- обмена информацией между уровнями.

Основные подсистемы уровня стратегического анализа и планирования, обеспечивающего анализ, управление, хранение и предоставление данных о производственно-финансовых показателях деятельности энергопредприятия, которые позволяют обеспечить взаимодействие с потребителями и производителями электрической энергии:

CRM подсистема - подсистема, обеспечивающая взаимодействие с потребителями услуг на рынке по задачам выявления рисков и потенциальных угроз для потребителей в части ограничения поставок электроэнергии, прогнозирования балансов и затрат на электроэнергию, разработки на основании имеющихся данных удобного каждому потребителю тарифного меню и т.д.

EAM подсистема - подсистема управления основными фондами энергопредприятия в рамках стратегии энергопредприятия. Применение подсистемы ориентировано на оптимальное распределение затрат на техническое обслуживание, ремонт и материально-техническое обеспечение без снижения уровня надёжности, либо повышение производственных параметров оборудования без увеличения затрат.

EAM подсистема позволяет согласованно управлять следующими процессами:

- техническое обслуживание и ремонт;
- материально-техническое снабжение;
- управление складскими запасами (запчасти для технического обслуживания и ремонта);
- управление финансами, качеством и трудовыми ресурсами в части технического обслуживания, ремонтов и материально-технического обеспечения.

ERP подсистема - направлена на оптимизацию всех ресурсов энергопредприятия: производственных, финансовых, трудовых и обеспечивает анализ оптимальной структуры планирования, исходя из необходимости оптимизации затрат по статьям расходов на инвестиционное планирование и операционные задачи, с учетом использования активов, их старения, анализа аварийности и надежности.

PLM подсистема - подсистема, обеспечивающая управление жизненным циклом электросетевых активов на этапах проектирования, производства, эксплуатации, утилизации. Данное приложение обеспечивает взаимодействие с проектными и производственными компаниями, формирование баз данных по проектным решениям, формирует данные по оценке надежности.

GIS подсистема - система сбора, хранения, анализа и графической визуализации данных и связанной с ними информации об эксплуатируемых объектах, которая обеспечивает:

- визуализацию и управление параметрами отображения объектов;
- поиск по карте и отображение объектов в соответствии с запросом (электросетевая инфраструктура, фактическое местонахождение ремонтных бригад, маршруты и др.);
- отображение повреждений и отключений на карте с фиксацией происшествий в базе данных;
- отображение и анализ телеметрической информации;
- визуализацию графических данных по всем объектам электросетей;
- возможность изменения топологии;
- интеграцию с системами управления сетями.

#### **4.2.2. Операционно-технологический уровень автоматизации и управления.**

Операционно-технологический уровень обеспечивает сбор в цифровом формате, обработку, анализ и визуализацию данных, получаемых с объектов и элементов сетевой инфраструктуры - ЦПС, цифровых систем мониторинга ЛЭП и РЭС с операционно-технического уровня автоматизации и управления.

Уровень операционно-технологического управления реализует функции диспетчерского управления отдельными объектами, находящимися в оперативном управлении уровня.

Согласно задачам оперативно-технологического управления, автоматизация данного уровня, как комплексная многокомпонентная автоматизированная система управления, должна выполнять следующие функции:

- оперативное диспетчерское управление технологическими объектами;
- сбор, предварительная обработка и передача оперативных данных для поддержки диспетчерского технологического управления;
- сбор, долговременное хранение и представление информации из автоматизированных систем управления объектами о технологических процессах, состоянии оборудования, управляющих воздействиях и текущих (мгновенных и интегральных) характеристик объектов;
- мониторинг технических характеристик оборудования, поддержка аналитических и статистических моделей оценки и прогноза состояния оборудования, инструментальная диагностика состояния оборудования электрических ПС и ЛЭП;
- формирование заявок на ремонт оборудования, контроль их прохождения и согласования;
- управление хранением информацией о пространственно распределенных ресурсах;

- обработка и транспортировка запросов, сообщений и данных между прикладными системами, нотификация и маршрутизация на основе СИМ-модели и бизнес-правил управления технологическими процессами;
- управление подключением прикладных систем к системной шине обмена данными, мониторинг работоспособности и восстановления после сбоев отдельных компонентов системы автоматизации;
- ведение эталонной общей информационной модели сетей и объектов электрохозяйства;
- поддержка виртуальных моделей сетей и объектов, используемых для прогнозов, планирования и расчетов, а также тренировки операторов;
- поддержка функций коммерческого учета электроэнергии, взаиморасчетов с потребителями, оптимизации профилей передачи электроэнергии, расчетов потерь и анализа качества электроэнергии;
- общесистемные функции, включающие авторизацию и идентификацию пользователей, систему точного времени, доступ к информационным ресурсам мобильных пользователей;
- обеспечение доступа к информации и функциям, внешним организациям, пользователям и прикладным системам.

Данный уровень автоматизации реализуется на платформенных решениях класса ADMS.

Определяющими технологиями уровня являются:

AMI - система учета электроэнергии.

DMS - система управления распределением, которая обеспечивает:

- постоянный мониторинг и контроль состояния электрической сети;
- планирование и оптимизация процессов;
- системный анализ процессов сети;
- планирование развития сети;
- функционирование диспетчерского учебного центра.

EMS - система оперативного управления режимами сети.

OMS - система автоматизации процессов ликвидации аварийных событий.

SCADA - система диспетчерского управления и сбора данных, которая обеспечивает:

- сбор и анализ данных, ведение архива измерений, событий и аварийных ситуаций;
- оповещение персонала об обнаруженных аварийных событиях с регистрацией последующих действий персонала;
- поддержку драйверов устройств и оборудования нижнего и среднего уровней АСУ ТП (датчики, вторичное оборудование, контроллеры) для согласованной работы со SCADA-системой;

- обмен данными с комплексной информационной системой и специализированными системами (DMS, OMS, GIS).

WFM - система управления мобильным персоналом и ресурсами.

#### **4.2.3. Оперативно-технический уровень автоматизации и управления.**

Организационно оперативно-технический уровень автоматизации и управления располагается на уровне РЭС.

На данном уровне обеспечивается сбор и обработка цифровых данных непосредственно с оборудования сетевой инфраструктуры - коммутационных аппаратов, цифровых систем мониторинга ЛЭП, измерительных устройств и систем, комплексов диагностики и мониторинга работы первичного оборудования.

Определяющей технологией оперативно-технического уровня является цифровой РЭС со своим набором программно-аппаратных решений для реализации следующих основных функций:

- локализации мест повреждения;
- автоматизации процессов ликвидации аварийных событий;
- удаленном управлении оборудованием сети;
- внедрения функции автоматического восстановления электроснабжения;
- реализации автоматического повторного включения;
- расчета конфигурации сетей;
- расчета потерь и автоматическое выявление очагов потерь (включая коммерческие потери);
- интеллектуального управления энергопотреблением у потребителей, основанном на анализе профилей и характере нагрузок;
- интеллектуального управления объектами генерации (возобновляемый источник энергии + резервный источник снабжения электроэнергией);
- расчета баланса на данных коммерческого учета;
- автоматического расчета и удаленного изменения и управления уставками защит;
- анализа состояния активов на основе диагностических данных.

Технологии пакетных приложений в данном случае используются на уровне клиентских серверов данных.

### **5. ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ЦЕЛЕВАЯ МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗАЦИИ ЦИФРОВОЙ СЕТИ**

#### **5.1. Ключевым для автоматизации является первый этап цифровизации.**

Целевая модель и ключевые задачи первого этапа создания цифрового РЭС, как ключевого элемента создания цифровых сетей:

- сбор данных учета электроэнергии;

- автоматизированные аварийные и оперативные переключения для устранения последствий аварий;

- определение мест повреждений;

- безопасных допуск бригад на объекты;

- развитие систем телемеханики, телесигнализации.

Функционал первого этапа:

- внедрение общей информационной модели и создание единой модели распределительной сети;

- замена бумажных оперативных журналов на систему единых оперативных журналов;

- автоматизированное формирование отчетно-аналитической информации;

- развитие систем связи;

- автоматизация распределительных сетей путем автоматического секционирования и резервирования - применение комбинированных решений (реклоузер + выключатель нагрузки/ разъединитель + индикатор короткого замыкания);

- развитие систем учета;

- автоматический сбор и анализ данных о потреблении энергии;

- организация допуска персонала на объекты;

- прием и регистрация заявок (оператором, IVR или WEB-интерфейс);

- проверка данных с помощью опроса счетчиков через АМІ;

- достоверизация информации устройств ОМП, РЗиА, индикаторов короткого замыкания и прочего оборудования;

- контроль состояния коммутационных аппаратов, контролируемых SCADA;

- оптимизация АВР с учетом имеющихся ресурсов (бригад, РИСЭ);

- автоматическая оценка времени АВР;

- формирование бригад, заданий для бригад и рассылка заданий на мобильные устройства бригадам;

- контроль процесса восстановления и оптимальная загрузка ресурсов;

- предоставление актуальных данных по отключениям и времени восстановления для потребителей и прессы (по телефону и др.);

- автоматический расчет индексов производительности, определенными стандартом IEEE P1366-2003;

- анализ повреждаемости с формированием решений по оптимизации работы.

Реализация указанных мероприятий позволит:

- реализовать технологическую базу для развития систем автоматизации 2-ого (операционно-технологического) и 3-его (корпоративно-стратегического) уровня автоматизации;

- решить ключевые проблемы последних лет: высокие потери, низкая управляемость, низкая наблюдаемость;
- обеспечить безопасность персонала при обслуживании сети.

**5.2. Реализация второго этапа** нацелена на комплексную автоматизацию процессов управления, мониторинга и выявления «узких мест». Этот этап позволит устранить существующие проблемы в организации оперативно-технологического управления и выявить целевые задачи инвестиций.

Ключевой функционал:

- оперативное обнаружение отключений в сети низкого и среднего напряжения;
- удаленное отключение/включение потребителя;
- оперативное реагирование на попытки вмешательства;
- контроль качества электрической энергии;
- выявление дефектов в сети низкого напряжения;
- изменение тарифного плана по запросу потребителя;
- расчёт показателей надежности;
- самодиагностика;
- анализ топологии сети;
- контроль переключений;
- расчет установившегося режима сети;
- анализ потоков распределения мощности в установившемся режиме на базе однолинейной схемы;
- регулирование напряжения;
- автоматизированное снижение и восстановление нагрузки;
- управление устранением неисправностей и системное восстановление;
- выравнивание нагрузки путем реконфигурации распределительной сети;
- прогнозирование загрузки распределения.

**5.3. Третий этап** основан на использовании искусственного интеллекта и машинном обучении.

Когда реализованы все доступные способы автоматизации и управления, а задача повышения эффективности выходит уже не на первый план, в действие вступает «прорывная» технология. Она анализирует огромный объем данных, ищет новые зависимости ключевых показателей деятельности организации и предлагает создать новые алгоритмы управления.

Этот процесс нацелен на новый качественный скачок в повышении эффективности всех процессов и обеспечивает рост основных параметров: надежности, эффективности, производительности труда.



## **6. БАЗОВЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВЫХ СЕТЕЙ**

Основными задачами цифровизации на первом этапе уровня являются задачи повышения наблюдаемости и управляемости электросетевых объектов, то есть внедрение оборудования (средства телемеханизации, телесигнализации, телеуправления, АСУ ТП, ССПИ), позволяющего обеспечить передачу необходимой технологической информации в центры обработки и анализа.

На втором этапе уровня приоритетным является развитие средств диспетчеризации в целях оперативно - технологического управления.

На третьем этапе уровня приоритетным является интеллектуализация процессов управления и исключение ручного управления.

### **6.1. Реализация первого этапа развития базового уровня.**

Основным направлением развития цифровизации является повышение уровня автоматизации ОТУ, включающее выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

- надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями правовых и нормативных актов государств-участников СНГ и условий договоров оказания услуг по электроснабжению;
- надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов ЭСХ;
- эффективной, с наименьшими техническими потерями передачи электроэнергии по сетям.

#### **6.1.1. Развитие оперативно-технологического управления.**

Частью организации производственной деятельности является поддержание, развитие и совершенствование системы ОТУ, которая должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСХ с целью эффективного управления, как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития, и должна иметь структуру, адекватную основным задачам организации в области ОТУ. Основной при этом является автоматизация функции управления.

Основными задачами ОТУ является информационно-аналитическая деятельность, подсистемы ОТУ (АСУ ТП, ССПИ и др.) должны обеспечивать предоставление данных с объектов ЭСХ в целях:

- анализа данных круглосуточного мониторинга состояния электрической сети, включая контроль состояния основного сетевого оборудования (сбор информации и анализ оперативной обстановки на объектах, ведение электронного журнала состояния сети);
- анализа соответствия запланированного электрического режима и оперативного управления сетями требованиям к надежности и экономичности передачи электроэнергии;
- выявления рисков, связанных с заданным режимом сети;
- разработки мер по устранению «узких мест», выявленных на основании расчетов и контроля фактического электрического режима;

- разработки предложений для долгосрочных, среднесрочных и текущих программ нового строительства, техперевооружения и реконструкции объектов ЭСХ;
- текущего и ретроспективного анализа режимов работы сети, работы устройств регулирования реактивной мощности и возможностей средств регулирования напряжения на объектах;
- оптимизации электрических режимов сети по напряжению и реактивной мощности;
- анализа пропускной способности электрических сетей, поиска и выявления «узких сечений», анализа возможностей повышения пропускной способности сетей;
- анализа эффективности функционирования устройств ПА и РЗА;
- анализа данных контроля показателей качества электроэнергии, разработки мероприятий по обеспечению требуемого качества электроэнергии.

Система ОТУ выстраивается по иерархическому принципу:

- верхний уровень - в ЦУС, выполняющий неоперационные функции;
- средний уровень - в оперативно-технологических подразделениях энергопредприятий;
- нижний уровень - в РЭС энергопредприятий.

#### **6.1.2. Автоматизация подстанций.**

Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на ПС, а в случае их отсутствия, отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации «наверх» и управления, путем отработки полученных из диспетчерских пунктов сигналов.

На энергообъектах, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение АСУ ТП в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления ПС. АСУ ТП ПС должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны - информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой - иметь самостоятельное значение для конкретной ПС в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

- повышение «наблюдаемости сети» (отображение состояния присоединений сети в режиме on-line, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом);
- повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы энергооборудования и режимов его работы;
- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущербов;
- повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;

- автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Общие требования к АСУ ТП ПС:

- открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);

- обеспечение информационного обмена с ЦУС по протоколам МЭК 60870-5-101/104, с поддержкой протокола МЭК 61850;

- развитие аналитических и экспертных функций в АСУ ТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;

- реализация функций контроля и управления отдельной единицей энергооборудования с минимальной зависимостью от состояния, в том числе отказов других компонентов системы;

- обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров.

На тупиковых, отпаечных ПС должны применяться системы телемеханики с функциями контроля и управления для ЦУС.

На ПС 6-20 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления для РЭС.

### **6.1.3. Создание цифровых подстанций.**

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на ПС ЭСХ является создание ЦПС.

При этом, первичное силовое оборудование ЦПС и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

- функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем ПС, прежде всего интегрированных в АСУ ТП для повышения уровня автоматизации технологических процессов ПС;

- развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах ПС, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем ПС посредством «оцифровки» аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных во вторичные системы ПС через цифровую коммуникационную среду ПС, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

Требования к АСУ ТП и ТМ подстанции:

- для реализации функции ТИ в качестве источников информации допускается использование счетчиков автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии и щитовых приборов;

- АСУ ТП ПС должна строиться на базе SCADA - системы. Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня АСУ ТП ПС выполняется на базе серверов, промышленных контроллеров с обеспечением «горячего резервирования»;

- локальная вычислительная сеть АСУ ТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов локальной вычислительной сети АСУ ТП ПС при изменении топологии сети;

- интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС должна осуществляться по протоколам обмена МЭК (60870-5-101/103/104, 61850);

- не должно применяться избыточного резервного управления первичным оборудованием, включая ТУ.

В составе АСУ ТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации - сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевого обмена IP, в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

В АСУ ТП должен собираться и передаваться следующий объем оперативной информации:

**Телесигнализация:**

- положения всех коммутационных аппаратов и РПН (при наличии технической возможности);

- перегрев силовых трансформаторов;

- сигналы срабатывания устройств РЗА;

- диагностическая информация от первичного оборудования и др.

**Телеуправление:**

- всеми коммутационными аппаратами (при наличии технической возможности) и РПН и др.

**Телеизмерение:**

- активной, реактивной мощности и токов в ЛЭП, высоковольтных выключателях, в том числе вводных, секционных и шиносоединительных, во всех обмотках силовых трансформаторов;

- напряжение на всех шинах и секциях шин;

- частота на секциях и шинах высшего напряжения;

- напряжение на АБ и секциях ЩПТ;

- температура наружного воздуха и др.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать МЭК 60870-5-104 и протоколу МЭК 61850 для ЦПС.

**6.2. Реализация второго этапа развития базового уровня.**

Создание и ведение информационных и расчётных моделей для целей ОТУ.

Для функционирования систем ОТУ необходимо обеспечить единство используемых моделей - как информационных, то есть моделей, служащих для отображения и описания информационных объектов, участвующих в процессах технологического управления (измерения, таблицы базы данных, алгоритмы, видеоформы, документы и так далее), так и расчётных моделей, то есть описаний электроэнергетической системы, предназначенных для построения математической модели, непосредственно используемой при решении расчётно-аналитических задач технологического управления сетями.

Используемые информационные модели должны базироваться на CIM сетей, которая должна быть разработана на основе положений стандартов МЭК 61970, 61968.

Для решения конкретных технологических задач требуются преобразование CIM - представлений в соответствующую предметную область и формирование расчётных моделей такой предметной области, в том числе: оперативных моделей для операционных зон сети; моделей для целей перспективного планирования развития сети; моделей для целей технического обслуживания и ремонта электросетевого оборудования, с последующим преобразованием в данные, требуемые конкретными приложениями. Для реализации таких преобразований необходимо использовать универсальные программные средства.

Создание/развитие в ЦУС базовых ПТК АСДТУ, включающих подсистемы SCADA, должно сопровождаться соответствующим функциональным развитием указанных ПТК - внедрением комплекса прикладных систем для решения задач технологического управления сетями, в составе которого в приоритетном порядке целесообразно реализовать следующие системы/подсистемы.

#### **6.2.1. Система мониторинга и анализа потерь электроэнергии в сетях.**

Требования к системам мониторинга и анализа потерь:

- расчёты фактических потерь мощности и электроэнергии по сетям с разбивкой по составляющим;
- анализ потерь - выявление факторов, существенно влияющих на потери, путём ретроспективного анализа режимов сети, производимых переключений и режимов работ устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- прогнозирование потерь мощности и электроэнергии по сетям, дефицита электроэнергии и мощности по энергорайонам при планировании их развития;
- решение задач минимизации потерь и выдача рекомендаций по снижению потерь.

#### **6.2.2. Система мониторинга и управления качеством электроэнергии.**

Для обеспечения потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям, для конструктивного взаимодействия с потребителем, а также для учета влияния параметров качества электроэнергии на работу сетей необходимо создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии, выполняющей следующие технологические функции:

- измерение ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в сети различных классов напряжения;
- сбор и передачу с ПС в ЦУС результатов измерений;
- обработку результатов измерений с дорасчетом статистических характеристик ПКЭ и автоматизированным формированием стандартизованной отчетности о КЭ в сети;
- автоматизированный анализ КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ и разработки мероприятий по его поддержанию в требуемых пределах;
- визуализацию текущих и архивных данных;
- обеспечение информационного обмена с другими системами технологического управления сетями;
- создание алгоритмов управления «активным» оборудованием, обеспечивающим необходимое качество электроэнергии.

### **6.2.3. Система расчётов и анализа надёжности работы оборудования и электроснабжения потребителей.**

Система расчётов и анализа надёжности работы оборудования и электроснабжения потребителей включает:

- расчёты показателей надёжности оборудования по данным о техническом состоянии, режимах работы и проведённых ремонтах оборудования, дополненных оперативной информацией о режиме работы сети;
- расчёты показателей надёжности электроснабжения, в том числе: определения состава присоединений с возникшими ограничениями по нагрузке при аварийных отключениях; расчётов ожидаемого и фактического недоотпуска электроэнергии после восстановления схемы электроснабжения;
- анализ показателей надёжности оборудования и электроснабжения потребителей, в том числе сравнения рассчитанных показателей надёжности с предельно допустимыми значениями и выявления устойчивых тенденций по ухудшению надёжности в различных схемах и условиях эксплуатации.

### **6.2.4. Система автоматического управления режимом сетей по напряжению и реактивной мощности.**

Для нормализации напряжений в контрольных точках сетей целесообразно создать систему автоматического управления режимом по напряжению и реактивной мощности, которая должна строиться как трёхуровневая система, включающая уровни: энергообъектов (ПС, генерирующие объекты, крупные потребители электроэнергии); энергорайонов и сети в целом, и предназначенная для повышения доступного диапазона передаваемой мощности по ЛЭП, выполнения плановых графиков напряжения в контрольных точках сети, оптимизации перетоков реактивной мощности, минимизации потерь электроэнергии.

На объектном уровне должно обеспечиваться автоматическое ведение режима энергообъекта по напряжению и реактивной мощности (в соответствии с уставками, поступающими от ПТК уровня энергорайона) при заданных ограничениях на

длительно и кратковременно допустимые значения режимных параметров оборудования.

На уровне энергорайона, на основании текущих значений контролируемых параметров и полной совокупности ограничений, должны рассчитываться и выдаваться на объектный уровень задания по поддержанию напряжения на шинах и величинам перетоков реактивной мощности по отдельным линиям.

На уровне сети в целом должна осуществляться оптимизация режима в контрольных точках сети и перетоков реактивной мощности в пределах допустимых значений с учётом анализа состояния основных параметров сети и сетевого оборудования (топология, перегрузки, идентификация аварийных режимов).

#### **6.2.5. Система синхронных векторных измерений напряжения и тока в сетях.**

Создание системы СВИ, позволит разработать и применить новые методы и алгоритмы мониторинга и анализа состояния режима и обеспечить повышение точности и достоверности решения традиционных технологических задач, а также реализовать решение новых задач для ОТУ сетями, в том числе:

- выявления в режиме on-line «слабых связей» и перегрузки линий;
- прогнозирования появления «опасных сечений» и мониторинга их поведения в ходе «утяжеления» режима;
- анализ влияния изменения нагрузки на качество электроэнергии (например, при наличии однофазных выпрямителей ПС электротяги);
- уточнение в режиме on-line эквивалентной модели сети и уставок РЗиА;
- повышение качества послеаварийного анализа работы устройств РЗиА и ПА;
- повышение точности ОМП линии электропередачи и др.

#### **6.2.6. Система мониторинга технического состояния и диагностики электросетевого оборудования.**

На ПС должны внедряться средства и системы мониторинга, обеспечивающие непрерывный (автоматический) контроль состояния основных видов электрооборудования: силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов; высоковольтных вводов 110 кВ и выше; ограничителей перенапряжений; выключателей и разъединителей; элегазового оборудования; кабельных вводов; измерительных трансформаторов; оборудования оперативного постоянного тока; собственных нужд ПС.

Важным фактором развития систем мониторинга является его аппаратная поддержка, интегрированная в состав и конструктив электрооборудования. Такие системы должны являться специализированным серийным оснащением трансформаторов, выключателей, разъединителей с возможностью передачи данных в АСУ ТП для целей ОТУ.

При этом, отличием интеллектуального мониторинга является отсутствие на ПС отдельных подстанционных систем, осуществляющих сбор, обработку (включая определение текущего и остаточного ресурса электрооборудования) информации. Из

АСУ ТП сигналы и информация должны передаваться в центры анализа и обработки данных (уровни ЦУС и соответствующих служб).

Предусматривается также создание комплексных систем обеспечения оперативно-технической эксплуатации устройств РЗА на всех этапах их жизненного цикла, включая проектирование, реализацию, ввод в эксплуатацию и техническое эксплуатационное обслуживание.

### **6.3. Реализация третьего этапа развития базового уровня.**

Перспективные, инновационные функции автоматизированных систем управления:

- переход на прогнозирование режимов работы сети и выработки управляющих воздействий в режиме on-line;
- обеспечение связности ОТУ с данными о диагностическом состоянии оборудования;
- функция анализа данных синхровекторных измерений, анализа действия сигналов РЗА и устройств определения места повреждения с целью выработки алгоритмов точного выявления зон возмущения и распространения неисправностей в сети, с последующей выработкой команд на ТУ, с целью минимизации количества отключенных потребителей для сохранения устойчивой работы энергосистемы;
- мультиагентное управление качеством электроэнергии;
- адаптивный контроль и управление энергопотреблением потребителей.

На третьем этапе формируются «заделы» для последующей децентрализации систем управления с доведением возможностей диспетчерского управления до единичных потребителей, позволяющая повысить общую эффективность электроснабжения и оптимизации режимов работы энергосистем за счет более точного определения баланса мощностей, управления пиками нагрузок, вариативностью тарифных политик.

Ключевыми технологиями, позволяющими обеспечить перспективные «заделы», являются:

- системы интеллектуального учета с системами анализа и управления балансами;
- системы управления режимами работы сети на основе силовой электроники;
- распределенная генерация и накопители энергии, обеспечивающие самобалансирование электроэнергии на уровне потребителя;
- интеллектуальные системы мониторинга и диагностики;
- искусственный интеллект и машинное обучение;
- создание платформенных технологий с адаптивными алгоритмами управления в режиме on-line;
- технологии ЦПС, позволяющие с необходимой заданной точностью и дискретностью управлять электросетевыми объектами и заблаговременно выявлять места и зоны начальных аварийных возмущений;



- технологии структурированных и неструктурированных данных огромных объемов и значительного многообразия, эффективно обрабатываемых горизонтально масштабируемыми программными инструментами.

Развитие перспективных технологий требует построение мощных систем связи, характеризующихся поддержкой скоростных протоколов информационного обмена и обеспечивающих передачу больших объемов данных с минимальными задержками по времени.

## **7. ДЕТАЛЬНЫЙ ПЛАН - ГРАФИК РЕАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВИЗАЦИИ НА «БАЗОВОМ УРОВНЕ»**

7.1. Ключевой организационной единицей цифровых сетей является РЭС. Этапность оснащения РЭС вычислительной техникой и цифровыми технологиями следует рассматривать исходя из того, что РЭС представляют собой сложные объекты технологического и организационного управления.

Это определяет конечную цель создания АСУ РЭС - построение единой распределенной вычислительной среды, интеграция всей информации, описывающей объект управления, то есть создание его целостной информационной модели и интеграция программного обеспечения в рамках РЭС в целом и его подразделений.

Реализация поставленной цели разбивается на этапы, постепенно развивающие архитектуру технических средств, программного и информационного обеспечения.

7.2. Основной элемент любой АСУ - математическая модель сети. Для ее функционирования необходимы данные о показателях режимов работы сети и объемов передаваемой электрической мощности. Первичными источниками информации являются устройства телемеханики и счетчики систем учета, которые и должны быть реализованы на первом этапе «базового варианта» цифровизации сетей.

АСУ РЭС функционирует, как правило, автономно и изолированно. При наличии телемеханики и достаточного объема телеинформации развертывание АСДУ РЭС обычно начинают с оперативно-информационного управляющего комплекса, позволяющего запустить задачи первой очереди на рабочем месте диспетчера. По каналам связи телеинформация с ПС и трансформаторных пунктов поступает на диспетчерский пункт РЭС, а с диспетчерского пункта на ПС - команды ТУ. Один из каналов может быть использован для обмена телемеханической информацией между РЭС и энергопредприятием.

Одновременно, с установкой систем телемеханики реализуется установка приборов учета и систем связи для передачи информации на сервера АСКУЭ РЭС.

7.3. На первом этапе должна быть осуществлена замена простейшей аппаратуры телемеханики в объеме аварийно-предупредительной телесигнализации на комплексные системы ТМ, выполняющие функции ТУ, ТС и ТИ. Должна решиться проблема передачи показаний приборов, фиксирующих параметры короткого замыкания на ЛЭП.

С наименьшими затратами передача показаний этих приборов может быть осуществлена с использованием свободной емкости имеющихся устройств телемеханики.

Учитывая существующий низкий уровень оснащения средствами связи и телемеханики распределительных электрических сетей, должно быть предусмотрено их поэтапное оснащение новыми устройствами ТМ, связи и контроллерами, которые в конечном итоге позволят создать интегрированную систему управления, отвечающую современным требованиям.

Одновременно должна производиться замена коммутационной аппаратуры в РЭС на современную с приводами на выключателях, позволяющими осуществлять ТУ.

7.4. На втором этапе в РЭС создается локальная вычислительная сеть, обеспечивающая интеграцию в комплекс ОИУК с автоматизированными рабочими местами руководства РЭС и технологических подразделений с сохранением всех функций и возможностей первого этапа. Активно развиваются технологии ОИУК и комплекс технических средств АСКУЭ РЭС. Организуется связь с региональной вычислительной сетью и локальными вычислительными сетями других РЭС.

7.5. На третьем этапе к ОИУК по каналам ТМ подключаются отдельные АСУ ТП ПС РЭС, расширяются объемы сбора и передачи данных по АСКУЭ, продолжена автоматизация и телемеханизация распределительных сетей на базе применения микропроцессорных контроллеров. Решаются вопросы автоматизации диспетчерского управления и автоматизации управления технологическими процессами на ПС и в электрических сетях РЭС.

В ОИУК, наряду с традиционными функциями ТМ, связи, РЗиА, контроля электропотребления и коммерческого учета электроэнергии, предусматривается диагностика состояния оборудования ПС, аппаратуры управления и каналов связи.

## **8. АЛГОРИТМ ПРИОРИТЕЗАЦИИ ОБЪЕКТА ЦИФРОВИЗАЦИИ**

При выборе объектов цифровизации следует исходить из следующих допущений и принципов:

1. Оптимальной «единицей» для комплексной цифровизации с точки зрения наибольших эффектов является РЭС.

2. Оценка эффективности порядка цифровизации РЭС ведется по четырем параметрам:

- надежность (SAIDI, SAIFI);
- доступность;
- потери;
- эффективность (CAPEX, OPEX).

3. При выборе приоритетных РЭС в целях цифровизации рассматриваются 4 сценария (Таблица 8.1).

Таблица 8.1

Сценарии	Параметры					
	Эффективность		Потери	Надежность		Доступность
	ОРЕХ	САРЕХ		SAIDI	SAIFI	
Приоритет № 1	↓	↓	↓	↓	↓	↓
Приоритет № 2	↓	↓	↓	↓	↓	↑
Приоритет № 3	↓	↓	↓	↑	↑	↑
Приоритет № 4	↓	↓	↑	↑	↑	↑

↓ - наихудший показатель параметра в регионе

↑ - наилучший показатель параметра в регионе

## 9. КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

9.1. Начиная с первого этапа развития цифровой интеллектуальной сети потребуются обновление подходов к формированию организационной и производственной структуры, нормированию численности персонала и программ его подготовки, реализация комплекса мероприятий в данной области.

Параллельно с разработкой целевой организационной структуры управления цифровой интеллектуальной сетью необходимо сформировать нормативы трудоемкости обслуживания и ремонта новых типов оборудования, на основе которых актуализировать и типизировать нормативы численности производственного персонала.

9.2. Современный уровень развития технологий и цифровизация процессов предъявляют качественно новые требования к уровню квалификации персонала.

В качестве первоочередной меры приведения квалификации работников к требуемому уровню необходимы актуализация и разработка с последующим внедрением в центры подготовки персонала программ подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала. Ключевые образовательные программы, требующие актуализации и разработки в связи с развитием цифровой интеллектуальной сети:

- автоматизированные технологические системы;
- автоматизация сети;
- эксплуатация приборов учёта;
- обслуживание и ремонт устройств РЗиА.

9.3. В качестве системных мер требуется доработка профессиональных стандартов по ключевым для ЭСХ компетенциям, в том числе в части квалификационных требований к персоналу, а также образовательных стандартов.

Перечень профессиональных стандартов, по которым может потребоваться доработка:

- работник по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи;
- работник по техническому обслуживанию и ремонту кабельных линий электропередачи;
- работник по обслуживанию оборудования ПС электрических сетей;
- работник по обслуживанию и ремонту оборудования релейной защиты и автоматики электрических сетей;
- работник по обслуживанию и ремонту оборудования автоматизированных систем управления технологическими процессами в электрических сетях;
- работник по техническому аудиту систем учета электроэнергии.

9.4. Требуется взаимодействие с центрами подготовки персонала, ведущими подготовку по профильным для ЭСХ видам деятельности, по доработке учебных программ.

Центры подготовки персонала потребуют переоснащения новыми типами оборудования, в том числе и на учебных полигонах. Преподавательский состав должен быть переподготовлен или обновлен.

9.5. Цифровизация сети ведёт к снижению численности персонала и изменению его качественного состава (увеличение доли инженеров) за счёт автоматизации систем коммерческого учёта электроэнергии, процессов диагностики электрооборудования и аварийно-восстановительных работ. Необходимо осуществлять текущее и перспективное прогнозирование потребности в персонале требуемого уровня квалификации. С учётом прогнозов потребуется разработка комплексных программ привлечения/ротации/высвобождения персонала.

## **10. ПЕРЕХОД К ЦИФРОВЫМ РЭС, ЦИФРОВЫМ ПС И ЛЭП - ЭЛЕМЕНТАМ ЦИФРОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

10.1. В связи с вводом новых направлений инновационного развития проверка решений должна исключить формат точечных решений и быть переформатирована в формат комплексных проектов.

Наиболее удобным для тиражирования вариантом комплексного внедрения является формат реализации цифровых РЭС, ПС и ЛЭП.

В своей структуре РЭС имеет ПС, ЛЭП и потребительские сети, может содержать элементы распределенной генерации и диспетчерский центр по автоматизации.

10.2. В архитектуре Цифровой сети можно выделить следующие компоненты:

- сети напряжением 110-750 кВ и выше, которые относятся к классу Macrogrid;
- сети напряжением 6(10)-35 кВ, которые относятся к классу Minigrid;
- сети напряжением 0,4 кВ, которые относятся к классу Microgrid.

10.3. Учитывая, что основной эффект от автоматизации находится на границе «потребитель - сеть», наиболее перспективным для реализации представляется комплекс решений прототипа Mini/Microgrid, обеспечивающего переход сетевой инфраструктуры электрических сетей на новое поколение этих сетей, так называемая технологическая категория - «Цифровой РЭС».

10.4. Комплексность решения состоит в том, что в рамках фрагмента электросетевой инфраструктуры - прототипа Mini/Microgrid выполняются работы, позволяющие произвести оценку эффективности использования не только отдельных инновационных решений, но и проверить как принципиальную возможность их взаимодействия, так и получить новые качества системного характера, что должно обеспечить синергетический эффект, повысить качество энергообеспечения на условиях наиболее приемлемых для потребителей, как конечных получателей энергетического продукта.

При реализации данных решений особое внимание должно быть уделено элементам, обеспечивающим связность всей цепочки решений, то есть интеллектуальность должна начинаться на уровне систем измерений и учета производимой, передаваемой, поставляемой и используемой электроэнергии, а на уровне электрооборудования, и интеллектуальные системы должны обеспечивать наиболее эффективную его работу в любых режимных ситуациях в автоматическом режиме.

**Организационный план мероприятий  
по развитию цифровых сетей**

<b>Блок инновационно-технических вопросов</b>	
1.	Разработка концепции создания цифровых сетей.
2.	Разработка программы развития (реализации) цифровых сетей.
3.	Разработка концепции релевантной архитектуры создания цифровой сети.
4.	Формирование технологического реестра и основных функциональных требований к оборудованию, технологиям и материалам под релевантную модель цифровой сети.
5.	<p>Разработка подпрограмм по направлениям развития цифровой сети и релевантной архитектуры:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- программа развития телемеханики;</li> <li>- программа развития связи;</li> <li>- программа развития корпоративной платформы;</li> <li>- программа развития комплекса автоматизации оперативно-технологического и противоаварийного управления;</li> <li>- программа развития системы управления производственными активами и единой базы данных в формате СИМ модели;</li> <li>- программа развития средств интеллектуальной диагностики и мониторинга;</li> <li>- программа развития средств интеллектуального учета.</li> </ul>
6.	<p>Корректировка и вынесение на рассмотрение приоритетных технологических программ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- программа АСДТУ;</li> <li>- программа информационных технологий;</li> <li>- единая техническая политика;</li> <li>- программа инновационного развития.</li> </ul>
7.	Формирование плана разработки нормативно-технической документации, регламентирующей создание цифровых сетей.
8.	Формирование плана научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на развитие технологий цифровых сетей.
9.	Разработка кластеризованного перечня РЭС, приоритезирующего порядок развития цифровых технологий с учетом затрат и получаемых эффектов.
<b>Блок ИТ и АСУ вопросов</b>	
1.	Разработка функциональных требований к платформенным системам управления и автоматизации процессов корпоративного уровня.
2.	Разработка архитектуры системы автоматизации и управления корпоративного уровня.

3.	Разработка программы развития системы автоматизации и управления корпоративного уровня.
4.	Реализация программы.
5.	Разработка функциональных требований к автоматизированной системе ОТУ.
6.	Разработка архитектуры автоматизированной системы ОТУ.
7.	Разработка требований к выбору компании интегратора в целях обеспечения долгосрочного функционирования и технической поддержки систем автоматизации.
8.	Разработка технического задания на реализацию комплексной программы автоматизации и создания программно-аппаратных комплексов: <ul style="list-style-type: none"> <li>- ОТУ;</li> <li>- управления активами;</li> <li>- ТОиР;</li> <li>- реновации;</li> <li>- перспективного развития;</li> <li>- технологического присоединения;</li> <li>- энергоэффективности и энергосбережения.</li> </ul>
9.	Организация выбора/разработки доверенной платформы в целях реализации предыдущего пункта настоящего перечня поручений.
<b>Блок стратегических вопросов, планирования и целеполагания</b>	
1.	Корректировка стратегии энергопредприятия с учетом перехода на цифровой формат взаимодействия в рамках развития цифровых сетей в увязке с цифровой экономикой.
2.	Корректировка долгосрочной программы развития организации с учетом задачи реализации цифровой сети.
3.	Разработка структуры планирования энергопредприятия с учетом приоритезации инновационной деятельности и задачи по переходу на создание цифровых сетей.
4.	Анализ и корректировка ключевых показателей эффективности организации, обеспечивающих реализацию задачи по созданию цифровых сетей и показателей ее эффективности.
5.	Корректировка стандарта профессионального обучения и переподготовки персонала, в соответствии с программой перехода и создания цифровых сетей.
<b>Блок вопросов инвестиционного планирования</b>	
1.	Корректировка сценарных условий инвестиционных программ.
2.	Подготовка проекта инвестиционной программы, предусматривающий реализацию пилотных проектов, а также реализацию первого этапа перехода на цифровые сети.

3.	Разработка предложений по корректировке укрупненных нормативов цен, государственных и территориальных справочников, позволяющих реализовать задачу создания цифровых сетей.
4.	Формирование отдельного критерия инвестиционных программ, предусматривающих реализацию пилотных проектов по реализации модели цифровой сети.
5.	Разработка программы перевода инжиниринговых услуг и поддержки на цифровой формат услуг, предусматривающей: <ul style="list-style-type: none"> <li>- цифровое проектирование объектов;</li> <li>- цифровое планирование жизненного цикла и его дисконтированной стоимости;</li> <li>- перевода формата закупок по критерию «минимальная цена» на формат закупки контракта жизненного цикла.</li> </ul>
6.	Подготовка предложений по источникам финансирования для программы реализации цифровых сетей.
7.	Разработка и внедрение модели закупок оборудования для цифровой сети, учитывающей стоимость жизненного цикла.
<b>Блок вопросов капитального строительства</b>	
1.	Разработка типового технического задания на создание цифрового РЭС.
2.	Разработка типовой конкурсной документации.
3.	Разработка специальных технических условий для реализации пилотных проектов.
4.	Разработка типовой сметной документации по цифровому РЭС.
5.	Организация корректировки удельных стоимостей капитальных затрат на строительство цифровых сетей (оборудование ПС и ЛЭП).
6.	Организация работ по корректировке укрупненных нормативных цен для строительства цифровых сетей.
7.	Обеспечение подготовки исходных данных для разработки проектной документации, согласование и утверждение заданий на проектирование пилотных цифровых ПС, цифрового РЭС.
8.	Организация проведения закупочных процедур и заключение договоров на разработку проектной документации.
9.	Обеспечение утверждения технической части конкурсной документации.
10.	Обеспечение разработки, экспертизы и утверждения проектной документации.
11.	Обеспечение разработки рабочей документации.
12.	Организация проведения закупочных процедур и заключение договоров на выполнение СМР и поставку оборудования.
13.	Обеспечение выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, ввод объектов в эксплуатацию согласно графикам.
14.	Разработка типового альбома технических решений для тиражирования.



<b>Блок экономических вопросов и тарифообразования</b>	
1.	Подготовка редакции сценарных условий планирования с учетом реализации инвестиционной программы по созданию цифровых сетей.
2.	Подготовка к заключению регуляторных соглашений, обеспечивающих реализацию программы развития цифровых сетей.
3.	Организация взаимодействия по установлению технологии быстрого результата, обеспечивающей реализацию программы развития цифровых сетей.
4.	Разработка предложений по долгосрочному тарифообразованию, обеспечивающему реализацию программы развития цифровых сетей.
5.	В рамках бюджетного планирования предусмотреть обеспечение расходов по привлечению внешних компетенций с рынка услуг под задачи развития цифровых сетей.
6.	Актуализация программы повышения операционной эффективности на основе эффектов от применения технологий цифровизации.
<b>Блок финансовых вопросов</b>	
1.	Разработка механизмов долгосрочного кредитования и докапитализации под задачи развития цифровых сетей.
2.	Разработка механизмов и фондов поддержки развития направлений цифровизации в электроэнергетики.
3.	Формирование фондов поддержки высокотехнологичных производств.
<b>Блок перспективного развития</b>	
1.	Разработка программы повышения внетарифной выручки на основе модели цифровой сети.
2.	Корректировка программы развития систем интеллектуального учета.
3.	Формирование механизмов автоматизации процесса разработки перспективных схем развития (модель прогнозного планирования и цифрового моделирования схем развития).
4.	Разработка предложений по использованию механизма энергосервисного контракта при реализации программы цифровой сети.
5.	Разработка цифровой информационно-технологической платформы «Техприсоединение», для повышения оперативности реализации задач техприсоединения и типизации применяемых решений.
6.	Разработка предложений по сертификации услуг для территориальной сетевой организации на основе требований к развитию цифровых сетей.
<b>Блок задач развития производств и импортозамещения</b>	
1.	<p>Разработка плана развития высокотехнологичных производств для создания цифровых сетей, включающая в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- технические требования на цифровое оборудование;</li> <li>- проведение аттестации и создание перечня рекомендованных к применению цифровых систем, технологий, комплексов;</li> </ul>

	- организацию трансфера технологий с предложениями по локализации.
2.	Разработка механизмов долгосрочных контрактов (спецконтрактов), по наиболее критичным технологиям.
3.	Корректировка плана импортозамещения по наиболее критичному для создания цифровой сети перечню оборудования.
<b>Блок правового обеспечения</b>	
1.	Разработка перечня нормативных-правовых актов и предложений по изменениям нормативных-правовых актов для организации процесса создания цифровых сетей.
2.	Обеспечение включения в план разработки нормативных-правовых актов предложений по изменению нормативных-правовых актов в целях обеспечения реализации программы развития цифровых сетей.
3.	Обеспечение внесения пакета нормативных-правовых актов в органы исполнительной власти для рассмотрения и утверждения.
<b>Блок эксплуатации</b>	
1.	Обеспечение разработки эксплуатационной политики, учитывающей переход на технологию цифровых сетей.
2.	Разработка и внедрение новых стандартов по обслуживанию и ремонтам цифровых сетей. Определение трудозатрат на обслуживание и ремонты.
3.	Разработка программы перевода ТООР на цифровизацию.
4.	Разработка целевой программы роботизации процессов эксплуатации, обслуживания и ремонтов оборудования ПС и ЛЭП.
5.	Разработка типового функционала, учитывающего выполнение следующих задач: <ul style="list-style-type: none"> <li>- ОТУ;</li> <li>- управление активами;</li> <li>- ТООР;</li> <li>- реновация;</li> <li>- перспективное развитие;</li> <li>- технологическое присоединение;</li> <li>- энергоэффективность и энергосбережение.</li> </ul>
6.	Разработка единых технических требований к оборудованию цифровой ПС на основе типового функционала.
7.	Разработка концепции и программы реализации «цифрового персонала» на базе методологии планирования рабочего времени сотрудников.
8.	Разработка сводной программы внедрения цифровой сети и технологий с потитульным перечнем и этапностью реализации: <ul style="list-style-type: none"> <li>- в части пилотных проектов;</li> <li>- в части тиражирования опробованных решений и функционала.</li> </ul>

<b>Блок организационно-технических вопросов</b>	
1.	Формирование экспертного совета по реализации цифровой сети, в целях формирования экспертного мнения и технической поддержки принимаемых решений, бюджета для организации его деятельности.
2.	Разработка модели управления.
3.	Интеграция в систему управления качеством на предприятии новых моделей.
4.	Разработка предложений по созданию инженерно-технических IT служб развития и технической поддержки автоматизированных систем управления.
<b>Блок вопросов управления персоналом</b>	
1.	Разработка целевой производственной и организационной структуры цифровой сети, реализация пилотного проекта по их внедрению.
2.	Формирование нормативов численности персонала для обслуживания и ремонта цифровых типов оборудования.
3.	Разработка и актуализация ключевых типовых программ подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала в соответствии с программой перехода и создания цифровых сетей.
4.	Внедрение в учебных центрах ключевых программ подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала, адаптированных с учётом цифровизации сетей.
5.	Подготовка предложений по доработке профессиональных и образовательных стандартов с учётом цифровизации сетей.
6.	Прогнозирование потребности в персонале новой квалификации по годам развертывания программы цифровизации.
7.	Разработка планов переоснащения центров подготовки персонала новыми типами оборудования.
8.	Разработка программ переобучения персонала, программ высвобождения персонала, поддержки занятости (совместно с региональными органами власти).

### **Перечень первоочередных научно-исследовательских работ по созданию цифровой сети**

К первоочередным научно-исследовательским работам по созданию цифровой сети относится разработка:

1. Системы кластеризации цифровых РЭС и принципов формирования долгосрочной Программы создания цифровых электрических сетей.
2. Системы кластеризации ЦПС по типу с описанием необходимого функционала для каждого типа.
3. Электронного каталога типовых решений для цифрового РЭС.
4. Целевой модели (прототипа) Mini/Microgrid.
5. Автоматизированной системы мониторинга и диагностики ЛЭП с применением беспилотных летательных аппаратов.
6. Технических требований к системе автоматизированного проектирования по стандарту МЭК 61850, алгоритмов и методики проверки системы автоматизированного проектирования на соответствие техническим требованиям.
7. Типовой архитектуры, создание опытных образцов и опытная эксплуатация единой серверной платформы для всех подсистем ЦПС с использованием средств аппаратной виртуализации.
8. Профилей информационного взаимодействия логических узлов для реализации функций РЗА и АСУ ТП и их описание в виде XML-файлов.
9. Требований к интеллектуальным электронным устройствам в части работы с файлами электронной конфигурации в формате SCL, включая требования к описанию функциональных возможностей устройств и требования к сервисному программному обеспечению устройств, алгоритмов и методики проверки соответствия интеллектуальных электронных устройств техническим требованиям.
10. Единой модели информационной сети.
11. Мероприятий по обеспечению кибербезопасности вновь строящихся и реконструируемых ЦПС.
12. Функциональных требований безопасности, требований доверия к безопасности для ЦПС.
13. Алгоритмов работы для адаптивной РЗА.
14. Технико-экономической модели цифрового РЭС, критериев отбора, определение минимально-допустимого технологического уровня электрических сетей. Выбор пилотного цифрового РЭС.
15. Требований и правил по формированию цифровой базы знаний.
16. Системы управления цифровой базой знаний.

**Перечень первоочередных Стандартов организации  
для создания цифровой сети**

1. Пакет стандартов «Цифровой РЭС»:

- Методические рекомендации по проектированию цифровых РЭС. Методические указания по разработке технико-экономического обоснования цифровых РЭС.

- Методические указания по разработке финансово-экономической модели.

- Глоссарий и типовой функционал цифровых РЭС.

- Нормирование операционных затрат для цифровых РЭС. Методические указания по расчету численности цифрового РЭС.

- Нормирование капитальных затрат для цифровых РЭС.

- Требования к системам интеллектуального учета электрической энергии. Методы испытаний и поверки.

- Требования к системам связи и их построению в цифровых электрических сетях 0,4-110 кВ.

- Требования к активному потребителю при осуществлении технологического присоединения и малой распределенной генерации.

- Требования к системам и обеспечению удаленного мониторинга оборудования на РП и ТП 0,4-20 кВ. Руководящие указания по эксплуатации оборудования, оснащенным системой удаленного мониторинга.

- Требования к организации работы оперативно-выездных бригад в цифровых РЭС. Методические указания по расчету численности оперативно-выездных бригад в цифровых РЭС.

- Типовые требования к каналам связи.

- Типовые требования к созданию ЦУС РЭС.

- Типовые требования к системам воздушного мониторинга ЛЭП 0,4-750 кВ.

2. Пакет стандартов «SmartCity».

3. Пакет стандартов «Кибербезопасность».

4. Пакет стандартов «Цифровые ПС»:

- Требования к синхронизации точного времени сетевого протокола для измерительных и управляющих систем.

- Методические указания по проектированию ЦПС.

- Технические требования к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС.

- Типовые методики испытаний компонентов ЦПС на соответствие стандарту МЭК 61850 первой и второй редакции.

- Руководящие указания по эксплуатации оборудования ЦПС.
- Требования к трансформаторам тока и напряжения в соответствии с МЭК 61850. Методы испытаний.
- Требования к составу логических устройств и распределению логических узлов по логическим устройствам.
- Требования к наименованию логических устройств, логических узлов и других элементов модели стандарта.
- Требования к поддерживаемым коммуникационным сервисам и параметрам их настройки, структуре наборов данных.
- Требования к управляемым объектам и поддерживаемым моделям управления стандарта.
- Требования к гибкому моделированию данных стандарта и их наименованию.
- Методика расчета надежности комплексов РЗиА и АСУ ТП ЦПС.
- Разработка методик для испытаний микропроцессорных устройств РЗиА и АСУ ТП, а также систем автоматизированного проектирования.

## **УТВЕРЖДЕНЫ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

### **Методические рекомендации по проведению соревнований профессионального мастерства среди персонала тепловых и гидравлических электрических станций**

#### **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1.1. Настоящие Методические рекомендации по проведению соревнований профессионального мастерства среди персонала тепловых и гидравлических электрических станций (далее – Методические рекомендации) разработаны в соответствии с пунктом 8 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019 - 2021 гг.

1.2. Методические рекомендации носят рекомендательный характер, предназначены для использования при организации соревнований и конкурсов профессионального мастерства персонала энергопредприятий в центрах и пунктах тренажерной подготовки, на полигонах и непосредственно на рабочих местах.

1.3. В Методических рекомендациях определяются основные виды соревнований, периодичность их проведения, организация подготовки, проведения, судейства и подведения итогов соревнований.

1.4. В соревнованиях принимает участие по одной команде, сформированной из персонала энергопредприятия (юридического лица), независимо от формы собственности.

1.5. Соревнования проводятся на учебно-тренировочной базе, энергооборудовании и тренажерных системах с использованием объектов сервисной инфраструктуры, обеспечиваемых энергопредприятием, на территории которого они проводятся (далее – принимающая сторона).

1.6. В период проведения соревнований могут проводиться выставки производителей энергооборудования и средств обеспечения его эксплуатации, семинары и круглые столы.

#### **2. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ СОРЕВНОВАНИЙ**

2.1. Оценка и повышение уровня профессиональной подготовки персонала электроэнергетической отрасли.

2.2. Повышение уровня безопасности и качества производства работ при обслуживании тепловых и гидравлических электрических станций.

2.3. Обеспечение надежности и снижение уровня аварийности функционирования тепловых и гидравлических электрических станций.

2.4. Развитие материально-технической и методологической базы подготовки и повышения квалификации персонала объектов электроэнергетической отрасли.

2.5. Гармонизация нормативно-технической документации в области охраны труда и безопасности производства на электроэнергетическом оборудовании.

2.6. Обмен передовым опытом и новациями, используемыми при производстве работ.

2.7. Укрепление традиционных профессиональных связей энергетиков.

### **3. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ**

**Оперативный персонал** – категория работников, осуществляющая оперативное управление оборудованием (осмотр и обслуживание при несении смены, оперативные переключения, подготовку рабочего места, допуск и надзор за работающими по нарядам и распоряжениям), в порядке текущей эксплуатации, в том числе по утвержденным производственным инструкциям при выполнении периодически повторяющихся опасных работ.

**Полигон** – специально отведённая и оборудованная территория, предназначенная для подготовки (обучения), формирования опыта практических действий персонала согласно требований его трудовой функции.

**Пункт тренажерной подготовки персонала** – самостоятельное структурное подразделение энергопредприятия; создается в целях повышения уровня экономичности, надежности и безаварийности эксплуатации оборудования путем планомерной работы с оперативным персоналом энергопредприятия.

**Ремонтный персонал** – категория работников, обеспечивающих техническое обслуживание, монтаж, ремонт, наладку и испытание энергоустановок.

**Тренажер** – программно-техническое средство профессиональной подготовки персонала, отвечающее должностным требованиям к персоналу и методикам подготовки, служащее для проведения и последующего анализа результатов тренировки, реализующее модель энергетического объекта и задачи по управлению энергетическим объектом, обеспечивающее контроль деятельности обучаемых и предназначенное для формирования у них профессиональных навыков и умений принятия и выполнения решений по управлению (обслуживанию) энергетическим объектом в условиях реального времени управления, определяемого технологическим процессом.

**Центр тренажерной подготовки персонала** – самостоятельное структурное подразделение энергопредприятия, наделенное правами основного подразделения; обеспечивает рассмотрение и согласование ежегодных планов-графиков подготовки персонала, программ обучения, планирование и организацию разработки учебных и методических пособий и регламентов, курирование разработки, совершенствования и поддержания в актуальном состоянии программных средств подготовки персонала, организацию соревнований профессионального мастерства оперативного персонала. Осуществляет методическое руководство работой пунктов тренажерной подготовки персонала.



**Энергопредприятие** – самостоятельный хозяйствующий субъект, созданный в порядке, установленном законодательством для производства продукции, выполнения работ и оказания услуг в целях удовлетворения общественных потребностей и получения прибыли.

### **УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ**

АРМ – автоматизированное рабочее место.  
ВЛ – воздушная линия.  
ВН – высокое напряжение.  
ГЭС – гидравлическая электростанция.  
ДЭМ – дежурный электромонтер.  
ЗРУ – закрытое распределительное устройство.  
КВЛ – кабельно-воздушная линия.  
КЛ – кабельная линия.  
МГ – машинист гидротурбинного оборудования.  
НН – низкое напряжение.  
НСМ – начальник смены машзала.  
НСС – начальник смены станции.  
НСЦ – начальник смены цеха.  
НТД – нормативно-техническая документация.  
ОРУ – открытое распределительное устройство.  
ПА – противоаварийная автоматика.  
ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина.  
РЗА – релейная защита и автоматика.  
Т(АТ) – трансформатор (автотрансформатор).  
ТН – трансформатор напряжения.  
ТСН – трансформатор собственных нужд.  
ТЭС – тепловая электростанция.  
ЦДУ – центральное диспетчерское управление.  
ЦТАИ – цех тепловой автоматики и измерений.  
ЭБ – электробезопасность.

## **4. СОРЕВНОВАНИЯ ПО ПРОФЕССИОНАЛЬНОМУ МАСТЕРСТВУ ПЕРСОНАЛА ТЭС И ГЭС**

4.1. Соревнования по профессиональному мастерству персонала ТЭС и ГЭС проводятся в целях определения и сравнения уровня квалификации персонала путем выдачи соревнующимся контрольных заданий, воспроизводящих производственную деятельность. Методически соревнования строятся таким образом, чтобы контрольные задания выполнялись соревнующимися в равных условиях. Контрольные задания должны отражать важнейшие стороны производственной деятельности, выявлять знания и навыки специалистов и умение их практического применения. Качество решения заданий и затраченное время, оцениваемые по установленным критериям, определяют оценку квалификации специалистов по конкретному заданию, а совокупность оценок по всем заданиям определяет уровень их профессионального мастерства. В результате соревнований сравниваются уровни профессионального мастерства отдельных специалистов и команд.

4.2. Специфика производственной деятельности станционного персонала находится в прямой зависимости от главной задачи персонала - обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией путем ведения надежных, экономичных и безопасных режимов работы оборудования. Это достигается за счет понимания основ технологических процессов, знания схем, конструкций оборудования и правил эксплуатации, своевременных и качественных проведенных ремонтов, навыков умелого планирования режимов и быстрой реакции в нестандартных ситуациях, при внезапных возмущениях и отказах. С учетом проверки этих качеств и составляются контрольные задания, используемые в соревнованиях.

## **5. РУКОВОДЯЩИЕ И ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ОРГАНЫ СОРЕВНОВАНИЙ**

5.1. Для организации и проведения соревнований формируются руководящие и организационно-технические органы соревнований:

- Оргкомитет;
- Судейский корпус;
- Мандатная комиссия;
- Секретариат;
- Группа организационно-технической поддержки.

5.2. **Оргкомитет** формируется из представителей принимающей стороны, вышестоящей организации и организаций, обеспечивающих техническую и организационную подготовку соревнований, и Главная судейская комиссия, численностью 7-9 чел., - не представляющих интересы соревнующихся команд. В составе Организационного комитета и **Главной судейской комиссии** соревнований могут быть представители общественных организаций.

5.2.1. Председательствует на заседаниях Оргкомитета, как правило, его Председатель.

5.2.2. Решения Оргкомитета принимаются простым большинством голосов присутствующих на заседании членов. При равенстве голосов решающим является голос Председателя Оргкомитета. Решения заседания Оргкомитета оформляются Протоколом, утверждаемым Председателем Оргкомитета.

5.2.3. Оргкомитетом осуществляются следующие функции:

- координация работы по подготовке и проведению соревнований;
- разработка и утверждение Положения о проведении соревнований;
- подготовка предложений по кандидатурам Судейского корпуса;
- организация разработки Положений о проведении этапов;
- распределение судей на этапах;
- участие в подготовке и утверждении сценариев церемоний открытия и закрытия;
- согласование кандидатуры руководителя Мандатной комиссии и подготовка предложений по кандидатуре руководителя Секретариата;

- выработка предложений по командным призам команде-победительнице и командам-призерам;

- утверждение положений о номинациях.

**5.3. Судейский корпус** формируется Оргкомитетом из представителей принимающей стороны, электроэнергетической компании и др. специалистов отрасли, возглавляется Главным судьёй, состоит из Главной судейской комиссии и судейских бригад на этапах соревнований.

Судейскому корпусу предоставляется исключительное право оценки действий команд, принимающих участие в соревнованиях.

Судейский корпус на период проведения соревнований обеспечивается соответствующими знаками, удостоверяющими статус судей.

**5.3.1. Главный судья** назначается Председателем Оргкомитета из числа членов Главной судейской комиссии за 60 дней до начала соревнований.

**5.3.2. Главная судейская комиссия** формируется из представителей принимающей стороны, электроэнергетической компании и др. специалистов отрасли.

**5.3.3. Судейская бригада** на каждом этапе соревнований состоит не менее чем из трех членов: старший судья и два судьи. Состав судейских бригад на этапах утверждается Главным судьёй за 30 дней до начала соревнований.

**5.3.4.** Старшие судьи на этапах утверждаются в соответствии с закреплением этапов, принятым решением Оргкомитета. Остальные судьи закрепляются за этапами с учетом результатов жеребьевки распределения судей по этапам.

**5.4. Мандатная комиссия** формируется до начала соревнований из представителей принимающей стороны.

**5.4.1.** Мандатной комиссией осуществляются следующие функции:

- приём писем от участников соревнований на имя технического руководителя принимающей стороны, с указанием лиц, ответственных за безопасное проведение работ на правах командированного персонала;

- проверка соответствия состава команды поданной заявке и наличия у членов бригады прав на выполнение функций выдающего наряд, руководителя работ, производителя работ и допускающего;

- проверка наличия у каждого члена бригады удостоверения работника с записями результатов проверки знаний, группы по электробезопасности, положительного заключения о прохождении медицинской комиссии (осмотра);

- подготовка для утверждения Председателем Мандатной комиссии Протоколов по каждой команде о соответствии документов требованиям настоящих Методических рекомендаций и о допуске команд к соревнованиям, передача Протоколов в Секретариат, подготовка доклада Оргкомитету о допуске команд.

**5.4.2.** Мандатная комиссия завершает свою работу после доклада Оргкомитету о результатах своей работы и утверждения Протоколов допуска команд к работе на оборудовании принимающей стороны.

5.5. **Секретариат** формируется до начала соревнований из представителей принимающей стороны, если иное не оговорено решением Оргкомитета или Положением о проведении соревнований.

5.5.1. Секретариатом осуществляются следующие функции:

- легализация организационно-регламентирующих документов соревнований;

- получение согласованных с принимающей стороной заявок на участие команд в соревнованиях;

- прием от Мандатной комиссии Протоколов допусков команд к проведению работ на оборудовании электроэнергетического объекта принимающей стороны;

- проведение жеребьёвки команд с присвоением порядкового номера при прохождении этапов соревнований;

- информационно-документальное обеспечение церемоний открытия и закрытия соревнований;

- обеспечение оперативной связи между членами Оргкомитета, Судейского корпуса, командами и Группой организационно-технической поддержки проведения соревнований, в том числе с использованием средств мобильной сотовой или громкоговорящей связи;

- прием от судей на этапах оформленных Протоколов проведения этапов с приложениями, номенклатура которых оговаривается Положениями о проведении соответствующих этапов соревнований, регистрация в журнале времени приёма Протоколов с отметкой времени регистрации на самих Протоколах и последующей их передачей на утверждение в Главную судейскую комиссию;

- приём по установленной форме апелляций от руководителей команд, жалоб по организационно-бытовым вопросам от участников соревнований, их регистрацию в журнале и передачу на рассмотрение по принадлежности - в Главную судейскую комиссию, Оргкомитет или Группу организационно-технической поддержки;

- проведение регистрации и хранение Протоколов проведения этапов соревнований и Протоколов рассмотрения апелляций команд, подписанных членами Главной судейской комиссии и утверждённых Главным судьёй соревнований;

- осуществление текущего подсчёта набранных командами баллов, обработка информации о ходе соревнований и обеспечение функционирования информационной системы «Экран хода соревнований» (Приложение 1);

- ознакомление руководителей команд с Протоколами проведения этапов соревнований и Протоколами рассмотрения апелляций команд, и, по их просьбе, выдача им копий этих Протоколов;

- подготовка кандидатур на награждение по номинациям;

- оформление наградных документов, призов и др.;

- участие в проведении церемоний открытия и закрытия соревнований.

5.5.2. Для оперативного освещения хода соревнований Секретариатом при содействии Группы организационно-технической поддержки развертывается система информационного обеспечения «Экран хода соревнований». Секретариат выдает печатные копии «Экрана хода соревнований» по запросу участников.

**5.6. Группа организационно-технической поддержки** формируется из представителей принимающей стороны.

5.6.1. Группа организационно-технической поддержки осуществляет обеспечение:

- материально-технического, в том числе программного, сопровождения всех этапов подготовки и проведения соревнований;
- функционирования оборудования, предварительных тренировок команд;
- курирования команд, членов руководящих и организационно-технических органов во время работ на этапах соревнований;
- функционирования телефонной и Интернет-связи, электронной почты, факса и другой офисной техники;
- функционирования информационной системы;
- трансфертов, расселения, сопровождения участников соревнований;
- бытового и культурного обслуживания делегаций и др.

## **6. ОБЯЗАННОСТИ ПРИНИМАЮЩЕЙ СТОРОНЫ**

6.1. Принимающая сторона выполняет следующее:

- участвует в подготовке организационно-распорядительной документации по соревнованиям;
- участвует в оформлении отчетных материалов по результатам соревнований;
- предоставляет технические средства контроля, оборудование, помещения, используемые по программе соревнований, обеспечивает их исправность;
- предоставляет технические средства контроля для предварительного ознакомления представителям соревнующихся команд;
- обеспечивает участие в мероприятиях соревнований необходимого технического персонала;
- обеспечивает участников соревнований, членов Оргкомитета, Судейского корпуса и приглашенных лиц жильем, организует их питание;
- предоставляет транспорт для встречи иногородних участников соревнований и отправки их на пункты междугородних сообщений, для организации отдыха и экскурсий.

Принимающая сторона имеет право выставлять на соревнования свою команду, ходатайствовать перед Оргкомитетом о снятии с соревнований отдельных участников и команд при нарушениях ими общественных норм поведения.

## 7. КОМАНДЫ, УЧАСТВУЮЩИЕ В СОРЕВНОВАНИЯХ

7.1. **Команда** состоит из руководителя команды и бригады.

7.1.1. Состав **бригады** определяется специфической профессиональной направленностью соревнований и регламентируется Положением о проведении соревнований.

7.1.2. **Руководитель команды** в ходе соревнований единолично представляет интересы ее членов и выполняет следующие функции:

- представляет команду Мандатной комиссии;
- решает все процедурно-бытовые вопросы;
- подает жалобы, аргументированные апелляции на неправильные решения судей на этапах;
- запрашивает копии Протоколов проведения этапов соревнований, Протоколов рассмотрения апелляций, распечаток «Экрана хода соревнований»;
- участвует при необходимости в работе заседаний Оргкомитета и Главной судейской комиссии;
- принимает решения о замене членов бригады в случае невозможности выполнения ими заданий на этапах;
- подает предложения по улучшению проведения соревнований;
- обеспечивает дисциплину и порядок внутри бригады.

7.1.3. Члены бригады по прибытию к месту проведения соревнований должны иметь при себе и предъявить Мандатной комиссии: паспорт, удостоверение, выданное электроэнергетической компанией, командировавшей работника для участия в соревнованиях, с указанием группы по электробезопасности и результатов проверки знаний по охране труда, технической эксплуатации, пожарной безопасности, других специальных правил, а также записью с положительным заключением о прохождении медицинской комиссии (осмотра) и др.

7.1.4. Для осуществления допуска к работам на оборудовании принимающей стороны руководитель команды должен предоставить Мандатной комиссии копию письма на имя технического руководителя энергопредприятия, на котором проводятся соревнования, с указанием лиц, ответственных за безопасное производство работ, предоставляемых им прав и групп по электробезопасности.

7.1.5. Спецодежда членов бригады должна быть единого образца для всех членов команды. Рекомендуются на спецодежде иметь нашивки (наклейки) с эмблемой энергопредприятия.

7.2. Все участники, включая членов руководящих и организационно-технических органов, руководителей команд, членов бригад и приглашённых лиц, находясь на территории энергопредприятия, на котором проводятся соревнования, во время проведения соревнований должны носить опознавательные знаки с указанием фамилии, имени, отчества и статуса участника. Членам бригад во время непосредственного выполнения тренировок на оборудовании и выполнения работ

на этапах разрешается не надевать опознавательные знаки во избежание стеснения движений при выполнении работы.

## 8. ФОРМИРОВАНИЕ СОСТАВА СОРЕВНУЮЩИХСЯ КОМАНД

8.1. Состав команды для участия в соревнованиях зависит от цели соревнований, типа и установленной мощности энергопредприятий, привлекаемых к соревнованиям, возможностей технических средств центра тренажерной подготовки персонала или пункта тренажерной подготовки персонала, на базе которых проводятся соревнования, и др. В таблице 1 представлен пример вариантов рекомендуемых составов команд по профессиям привлекаемых специалистов для различных видов энергопредприятий и задач соревнований.

Таблица 1

Вид энергопредприятия	Варианты рекомендуемого состава соревнующейся команды		Задача соревнований
	Для щитов управления, обслуживаемых двумя операторами	Для щитов управления, обслуживаемых одним оператором	
Блочные ТЭС	Старший машинист энергоблока (энергоблоков) Машинист энергоблока по котлу Машинист энергоблока по турбине	Старший машинист энергоблока (энергоблоков) Машинист энергоблока	Контроль и сравнение индивидуальной деятельности оперативного персонала смены при нормальном режиме работы блока и в аварийной ситуации
	Начальник смены электростанции Старший машинист энергоблока (энергоблоков)* Машинист энергоблока по котлу Машинист энергоблока по турбине Дежурный электрослесарь-приборист Дежурный электромонтер (старший дежурный электромонтер)	Начальник смены электростанции Старший машинист энергоблока (энергоблоков)* Машинист энергоблока Дежурный электрослесарь-приборист Дежурный электромонтер (старший дежурный электромонтер)	Контроль и сравнение индивидуальной и групповой деятельности оперативного и оперативно-ремонтного персонала смены при нормальном режиме работы блока и в аварийной ситуации

		<p>Начальник смены электростанции  Начальник смены котлотурбинного цеха  Старший машинист котлотурбинного цеха  Начальник смены ЦТАИ  Начальник смены электроцеха  Старший машинист энергоблока (энергоблоков)*  Машинист энергоблока по котлу  Машинист энергоблока по турбине  Дежурный электрослесарь-приборист  Дежурный электромонтер (старший дежурный электромонтер)</p>	<p>Начальник смены электростанции  Начальник смены котлотурбинного цеха  Старший машинист котлотурбинного цеха  Начальник смены ЦТАИ  Начальник смены электроцеха  Старший машинист энергоблока (энергоблоков)*  Машинист энергоблока  Дежурный электрослесарь-приборист  Дежурный электромонтер (старший дежурный электромонтер)</p>	<p>Контроль и сравнение индивидуальной и групповой деятельности руководителей, специалистов и служащих, оперативного и оперативно-ремонтного персонала при нормальном режиме работы блока и в аварийной ситуации</p>
ТЭС типа	неблочного	<p>Старший машинист  Машинист котлов  Машинист паровых турбин</p> <p>Машинист смены электростанции  Старший машинист*  Машинист котлов  Машинист паровых турбин  Дежурный электрослесарь-</p>	-	<p>Контроль и сравнение индивидуальной деятельности оперативного персонала смены при нормальном режиме работы оборудования и в аварийной ситуации  Контроль и сравнение индивидуальной и групповой деятельности оперативного и оперативно-ремонтного персонала смены</p>



приборист Дежурный электромонтер (старший дежурный электромонтер)		при нормальном режиме работы оборудования и в аварийной ситуации
Начальник смены электростанции Начальник смены котлотурбинного цеха Старший машинист котлотурбинного цеха Начальник смены ЦТАИ Начальник смены электроцеха Старший машинист* Машинист котлов Машинист паровых турбин Дежурный электрослесарь- приборист Дежурный электромонтер (старший дежурный электромонтер)	-	Контроль и сравнение индивидуальной и групповой деятельности оперативного, оперативно- ремонтного персонала и руководителей, специалистов и служащих основных цехов при нормальном режиме работы оборудования и в аварийной ситуации
* Старший машинист в состав команды может не включаться.		

## 9. ЭТАПЫ СОРЕВНОВАНИЙ

9.1. Количество этапов соревнований, их содержание, закрепление этапов за энергопредприятиями, порядок выполнения конкурсных заданий на этапах, критерии оценки профессиональных навыков персонала, порядок начисления поощрительных и штрафных баллов, максимальное количество баллов и нормативное время, отведенное на этап, и другие организационно-технические вопросы выполнения этапов соревнований определяются Положением о проведении соревнований и соответствующими Положениями о проведении этапов соревнований.

9.2. Соревнования проводятся поэтапно. Каждый этап включает комплекс отдельных контрольно-квалификационных заданий, по которым определяется общий уровень квалификации участников. Опыт проведения соревнований показывает, что наиболее целесообразное количество этапов пять-семь. При этом имеется возможность охватить все наиболее важные стороны деятельности соревнующихся. Конкретное число этапов выбирается в зависимости от целей, вида соревнований и возможностей принимающей стороны. Ниже представлены

ориентировочные рекомендации по формированию этапов соревнований.

### 9.3. Первый этап. Проверка знаний.

Целесообразно этот этап разбить на следующие подэтапы:

- проверка знаний правил и эксплуатационных инструкций;
- проверка знаний устройства и работы эксплуатируемого оборудования.

9.4. Второй этап. Проверка навыков профессиональной деятельности. Целесообразно этот этап разбить на следующие подэтапы:

- распознавание режимов по контрольно-измерительным приборам щита управления;
- оценка исправности устройств и систем управления;
- работа со схемой, контрольно-измерительными приборами, инструментами и приспособлениями;
- поиск причин отклонения режимов;
- принятие решений по конструированию ситуаций и планированию последовательности деятельности персонала;
- взаимодействие с органами управления и со сменным персоналом;
- устранение отказов и уменьшение влияния их последствий.

Для конкретных соревнований выбираются два-три подэтапа.

9.5. Третий этап. Проверка умения специалиста работать индивидуально при решении комплексных задач управления и обеспечения исправности устройств и систем.

9.6. Четвертый этап. Проверка умения специалиста работать в составе смены при решении задач управления, связанных с глубокими изменениями нагрузки и в аварийных ситуациях.

9.7. Пятый этап. Проверка навыков деятельности по обеспечению безопасности.

9.8. Принимающая сторона подготавливает и рассылает участникам:

- перечень и технические характеристики необходимых средств защиты, такелажа, приспособлений, материалов, инструментов, технических средств, приборов одновременно с Положениями о проведении этапов соревнований;
- главную и оперативную схемы электроэнергетического объекта, на базе оборудования которого проводятся соревнования;
- график проведения предварительных тренировок команд на этапах (не позднее, чем за 15 дней до начала соревнований);
- предварительный график прохождения командами этапов соревнований.

9.9. Примеры Положений об этапах соревнований приведены в Приложениях 2-4.

## **10. РАЗРАБОТКА КОНТРОЛЬНЫХ ЗАДАНИЙ**

10.1. Контрольные задания являются основным средством, используемым

при оценке уровня квалификации соревнующихся. Содержание заданий зависит от характеристик комплекса технических средств контроля и рабочих мест. Контрольные задания должны разрабатываться так, чтобы их содержание обеспечивало требуемую полноту программы контрольных проверок в условиях ограниченного времени, выделенного на проведение соревнований.

10.2. Каждое контрольное задание целесообразно разрабатывать в нескольких вариантах.

10.3. Задания следует составлять так, чтобы обеспечивать соревнующимся равные возможности и измеримость правильности выполнения задания.

Каждое задание должно отрабатываться по конкретным вопросам (операциям) на месте соревнований и с использованием соответствующих технических средств. При этом должны определяться характерные ошибки соревнующихся.

В таблице 2 представлены рекомендуемые виды контрольных заданий, указано их примерное содержание, профессии соревнующихся и используемые средства контроля.

Таблица 2

Характеристика профессиональной квалификации	Виды контрольных заданий	Примерное содержание контрольных заданий	Профессии	Средства контроля
1. Знания	Знание правил и эксплуатационных инструкций	Правила технической эксплуатации, правила техники безопасности и пожарной безопасности, правила надзорных органов, производственные и должностные инструкции	Все профессии по табл. 1 в объеме квалификационных характеристик	Аппаратура автоматизированного класса группового обучения, машины-экзаменаторы, дисплейные контрольно-обучающие системы, письменные работы
	Знание устройства и работы эксплуатируемого оборудования	Устройство и режимы работы агрегатов, механизмов, узлов, технологических схем	То же	Стенды, макеты, устройства и системы действующего оборудования, полигоны

Характеристика профессиональной квалификации	Виды контрольных заданий	Примерное содержание контрольных заданий	Профессии	Средства контроля
	Принципы управления	Системы управления, автоматика, защиты, режимы, типичные аварии, взаимосвязи причин нарушений, номинальные параметры и допустимые отклонения, резервные системы	Все профессии по табл. 1 в объеме квалификационных характеристик	Стенды, макеты, устройства и системы действующего оборудования, полигоны
2. Навыки профессиональной деятельности	Распознавание режимов по контрольно-измерительным приборам щита управления	Статические ситуации на разных стадиях останова, пуска и нормальной работы оборудования на определенных участках без отклонений и с отклонением технических параметров. Динамические нормальные и аварийные ситуации	Все профессии по табл. 1 в объеме квалификационных характеристик	Тренажеры подобию, в том числе функционирующие в режиме дистанционных заданий, динамических режимах, имитаторы щитов управления, дисплейные контрольно-обучающие системы, макеты щитов, карты наблюдений
	Оценка исправности устройств и систем управления	Диагностика причин неисправности устройств и систем управления	Дежурный электрослесарь-приборист, дежурный электромонтер	Стенды, макеты, устройства и системы действующего оборудования
	Работа со схемой, контрольно-измерительными приборами, инструментами и приспособлениями	Электрические схемы контрольно-измерительных приборов, правила включения, отключения, наладки контрольно-измерительных приборов, устройство инструментов и приспособлений и правила работы с ними	Дежурный электрослесарь-приборист, дежурный электромонтер	Стенды, макеты, устройства и системы действующего оборудования

Характеристика профессиональной квалификации	Виды контрольных заданий	Примерное содержание контрольных заданий	Профессии	Средства контроля
	Поиск причин нарушения режима работы оборудования	<p>Определение совокупности возможных причин, их признаков, установление соответствия причин нарушению, систематизация причин по отклонениям</p>	Оперативный персонал	Тренажеры подобию, в том числе функционирующие в режиме дистанционных заданий, динамических режимах, имитаторы щитов управления, дисплейные контрольно-обучающие системы, макеты щитов, карты наблюдений
	Принятие решений по конструированию ситуаций и планированию последовательности действий персонала	<p>Прогнозирование показания контрольно-измерительных приборов и устройств сигнализации о состоянии технологических параметров и органов управления при заданных исходной и конечной ситуациях, планирование последовательности действий при переходе из исходной ситуации в конечную.</p> <p>В качестве ситуаций задаются фрагменты пуска и останова агрегатов и механизмов, изменение нагрузки, ввод резервных систем</p>	Оперативный персонал смены	Тренажеры-подобию, в том числе функционирующие в режиме дистанционных заданий, динамических режимах, имитаторы щитов управления, дисплейные контрольно-обучающие системы, макеты щитов, карты наблюдений

Характеристика профессиональной квалификации	Виды контрольных заданий	Примерное содержание контрольных заданий	Профессии	Средства контроля
	Взаимодействие с органами управления и со сменным персоналом	Включение (отключение) механизма, включение (отключение) насоса, включение (отключение) электрическо-го аппарата, ввод в работу и отключение автоматического регулятора, изменение задания автоматическому регулятору, включение (отключение) систем функционально-группового управления, защит, блокировок и др.	Оперативный персонал смены	Тренажеры, имитаторы, действующее оборудование, полигоны оперативных переключений
	Устранение нарушений и уменьшение влияния их последствий	Выявление причины нарушения, принятие решения о стратегии деятельности, реализация деятельности при управлении оборудованием в нормальных режимах, при пусках и остановах при обеспечении исправности устройств и систем управления	Оперативный персонал смены	Тренажеры, имитаторы, стенды, полигоны оперативных переключений, действующие устройства и системы
3. Навыки деятельности по обеспечению безопасности	Техника безопасности	Спасение пострадавших и оказание им доврачебной помощи, работа под напряжением, работа на высоте	Все профессии по табл. <a href="#">1</a>	Манекены, стенды, макеты

Характеристика профессиональной квалификации	Виды контрольных заданий	Примерное содержание контрольных заданий	Профессии	Средства контроля
	Пожарная безопасность	Работа с огнетушителями, организация тушения пожара, спасение имущества, материалов и др.	Все профессии по табл. <a href="#">1</a>	Огнетушители, пожарный инвентарь, стенды
4. Умения	Индивидуальная работа специалиста при решении комплексных задач управления	Пуск, останов оборудования, изменение нагрузки, ручное регулирование технологических параметров при возмущениях, операции с автоматикой при ухудшении качества ее работы, устранение предаварийных ситуаций	Оперативный персонал смены	Тренажеры, имитаторы, дисплейная контрольно-обучающая система, имитирующая динамические тренажеры, режимные тренажеры, тренажеры оперативных переключений
	Индивидуальная работа специалиста по решению комплексных задач обеспечения исправности устройств и систем	Сборка электрических схем, настройка автоматики и ее элементов, замена исполнительных устройств, регуляторов и др.	Дежурный электрослесарь-приборист, дежурный электромонтер	Стенды, макеты, выделенные устройства и системы действующего оборудования, полигоны
	Работа в составе смены при решении задач управления	Глубокие сбросы и набросы нагрузки, совпадающие с выходом из строя элементов систем управления, аварийные режимы, совпадающие с выходом из строя элементов систем управления (таких, как отказ системы дистанционного управления, ложное срабатывание блокировки, информационно-	Оперативный персонал смены	Комплексные тренажеры

Характеристика профессиональной квалификации	Виды контрольных заданий	Примерное содержание контрольных заданий	Профессии	Средства контроля
		измеритель-ной системы, отказ в цепях управления механизмами и др.)		
5. Контроль функционального состояния	Оценка основных психофизиологических характеристик оператора	Упражнения составляются специалистами-психологами	Оперативный персонал смены	Аппаратура психофизиологического контроля

10.4. Технические требования к тренажерам представлены в Приложении 5.

## 11. УРОВНИ СОРЕВНОВАНИЙ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ИХ ПРОВЕДЕНИЯ

11.1. Рекомендуются следующие уровни соревнований:

- на энергопредприятии (в форме смотра-конкурса с минимальным отрывом от производства);
- между предприятиями энергосистемы или производственного управления;
- между энергосистемами;
- отраслевое.

Все виды соревнований носят лично-командный характер.

В программу соревнований отраслевого уровня наряду с различными этапами контрольных упражнений включаются также проведение школ передового опыта и организация выставок новшеств. Условия работы школ передового опыта и выставок новшеств отражаются в организационно-регламентных документах, выпускаемых Оргкомитетом.

11.2. Рекомендуется следующая периодичность проведения соревнований:

- на энергопредприятии - ежегодно;
- в энергосистеме - один раз в два-три года по всем категориям энергопредприятий;
- в отрасли - один раз в десять лет по каждой категории энергопредприятий.

## 12. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ СОРЕВНОВАНИЙ

12.1. Порядок подготовки и проведения регламентируется следующими документами:

- Положениями о проведении этапов;
- Протоколом жеребьевки распределения судей по этапам;
- Перечнем и техническими характеристиками необходимых средств защиты, такелажа, приспособлений, материалов, инструментов, технических средств, приборов, медицинскими аптечками;



- Программой проведения, Сценариями церемоний открытия и закрытия соревнований;
- Графиком проведения тренировок команд;
- Протоколом жеребьёвки порядка выполнения этапов командами;
- Графиком выполнения этапов командами;
- Протоколами заседаний руководящих и организационно-технических органов.

12.2. В день, предшествующий торжественному открытию, проводится заседание Оргкомитета, на котором заслушиваются информация технического руководителя полигона о готовности оборудования к проведению соревнований и заключение Мандатной комиссии о допуске команд к соревнованиям. Факт готовности объекта к проведению соревнований оформляется Протоколом Оргкомитета. Заседание Судейского корпуса совместно с руководителями команд проводится для окончательного решения организационных вопросов и определения путём жеребьёвки порядковых номеров команд. В этот же день проводится установочный семинар судейских бригад на этапах, который организовывается Главным судьёй.

12.3. Команды выполняют задания на этапах соревнований в очерёдности, определяемой Графиком прохождения этапов, разрабатываемым принимающей стороной и утверждаемым Главным судьёй непосредственно после жеребьёвки.

12.4. При возникновении объективных причин невозможности соблюдения Графика прохождения этапов в ходе соревнований по решению Главной судейской комиссии он может корректироваться. Эти изменения должны быть своевременно доведены Секретариатом до руководства принимающей стороны, руководителей команд, Оргкомитета и членов Судейского корпуса.

12.5. Во время проведения соревнований нормативно-техническая документация, необходимая для оценки действий персонала, должна находиться у судейской бригады.

12.6. Принимающая сторона обеспечивает участников предусмотренным в Положениях о проведении этапов соревнований перечнем необходимых средств защиты, такелажа, приспособлений, материалов, инструментов, технических средств, приборов и медицинских аптек.

12.7. Допускается применение командами собственных средств защиты, такелажа, приспособлений, материалов, инструментов, технических средств, приборов и медицинских аптек при условии их соответствия всем необходимым требованиям.

12.8. Работа на этапах проводится в соответствии с Положениями о проведении этапов соревнований с соблюдением требований безопасности, правил, инструкций.

12.9. При опоздании команды на этап по уважительной причине руководитель команды сообщает об этом Главному судье, который принимает решение о возможности предоставления команде дополнительного времени для прохождения этапа.

12.10. В ходе выполнения работ на этапе, соревнующиеся не имеют права покидать рабочее место без разрешения старшего судьи этапа, общаться с лицами, не принимающими участия в выполнении работ на этапе, или обсуждать действия членов судейской бригады. Перед началом выполнения работ членам бригады разрешается задавать уточняющие вопросы членам судейской бригады.

12.11. Контроль за соблюдением порядка на рабочем месте при прохождении этапа осуществляется членами судейской бригады.

12.12. Во время выполнения бригадой работ на этапе руководителю команды и другим лицам разрешается находиться в специально отведенном месте. Не допускается общение этих лиц с членами бригады и судьями.

12.13. При выполнении работ на этапе члены бригады обязаны выполнять указания судей, а судьи не должны отвлекать членов бригады комментариями и вопросами. Для объективной оценки действий команды на этапах может производиться их видеосъемка, материалы которой передаются в Главную судейскую комиссию вместе с Протоколом проведения этапа. Фото- и видеосъемка может производиться только аккредитованными фото- и видеооператорами, которым запрещается вмешиваться или мешать производству работ на этапах соревнований. Видеоматериалы не аккредитованных операторов не принимаются в качестве аргументов в случае подачи апелляции.

### **13. Судейство соревнований**

13.1. Главная судейская комиссия осуществляет:

- проведение установочного семинара судей на этапах не позднее, чем за один день до начала соревнований;
- организацию, при необходимости, дополнительного инструктажа судей;
- ежедневный выборочный контроль работы судейских бригад;
- подготовку предложений о замене члена судейской бригады на этапе на резервного судью в случае грубого нарушения им судейской этики или невозможности выполнения им своих обязанностей;
- необходимую корректировку графика выполнения работ на этапах по техническим и погодным условиям в процессе проведения соревнований;
- рассмотрение апелляций команд, членов судейских бригад, членов Главной судейской комиссии и, при необходимости, других участников соревнований на решения и действия судейских бригад на этапах;
- рассмотрение и подготовку к утверждению Протоколов проведения этапов соревнований;
- подготовку к утверждению итогового по дню «Экрана хода соревнований» для передачи его участникам.

13.2. Главный судья соревнований руководит работой Главной судейской комиссии.

13.3. Главный судья соревнований утверждает:

- Положения о проведении этапов соревнований;

- состав судейских бригад на этапах;
- график выполнения работ на этапах - непосредственно после жеребьёвки команд;
- Протоколы проведения этапов соревнований;
- итоговый по дню «Экран хода соревнований»;
- предложения о замене члена судейской бригады на этапе;
- Протокол итогов соревнований.

13.4. Решения Главной судейской комиссии принимаются путем голосования простым большинством голосов её членов. При равенстве голосов решающим является голос Главного судьи.

13.5. Работой судейской бригады на этапе руководит старший судья, который обеспечивает:

- работу судейской бригады на этапе;
- выдачу руководителю бригады задания на выполнение работ на этапе соревнований и команды на начало производства работ;
- передачу оформленного в установленном порядке Протокола проведения этапа соревнований в Секретариат.

13.6. Судейская бригада на этапе соревнований осуществляет:

- ознакомление членов бригады с рабочими местами, техническими средствами и устройствами, контроль их целостности и работоспособности перед началом выполнения работ на этапе;
- информирование членов бригады о порядке выполнения работ на этапе;
- контроль правильности заполнения оперативно-технической документации;
- хронометраж времени выполнения задания;
- контроль за соблюдением бригадой порядка на рабочих местах при прохождении этапа;
- организацию оперативного устранения возникших неисправностей технических средств;
- предотвращение присутствия посторонних лиц на рабочих местах выполнения работ на этапе и их вмешательства в действия бригады из зоны наблюдения;
- оценку соблюдения технологии выполнения работ, необходимых организационных и технических мер безопасности;
- оценку выполнения заданий членами бригады на этапе в строгом соответствии с Положением о проведении этапа соревнований;
- оформление Протокола проведения этапа соревнований;
- подведение итогов выполнения работ на этапе в присутствии Руководителя команды, ознакомление с ними руководителя работ и разъяснение членам бригады допущенных ошибок.

13.7. Старший судья и судьи на этапе несут персональную ответственность за объективность оценки действий команд на этапе в соответствии с критериями, определенными Положением о проведении этапа и нормативно-технической документацией. В случае грубого нарушения судейской этики или невозможности выполнения обязанности старшего судьи или судьи на этапе Главный судья производит его замену на резервного судью.

13.8. Судьи, по прибытию бригады на этап, должны опросить всех её членов о самочувствии и готовности к выполнению работы. Отсутствие жалоб на здоровье и готовность к выполнению работы подтверждается подписями каждого члена бригады в бланке задания на этап.

13.9. Судьи во время выполнения работ на этапах контролируют соблюдение запрета на вход в зону рабочего места этапа руководителя команды и других лиц. Не допускается общение этих лиц с членами бригады и судьями на этапе.

13.10. Каждый судья фиксирует выполнение операций на этапе членами бригады и дает им оценку в соответствии с системой подсчета баллов, указанной в Положении о проведении этапа соревнований.

13.11. В процессе проведения соревнований судьям не разрешается делать замечания членам бригады и обсуждать с ними правильность выполнения задания, кроме случаев, угрожающих жизни и здоровью участников.

Судьи имеют право задавать уточняющие вопросы членам бригады при возникновении неясности в оценке их действий только после завершения работ на этапе. Все замечания судей с аргументацией, основанной на требованиях Положения о проведении соревнований, Положения о проведении этапа соревнований и другой действующей нормативной документации, оформляются в виде приложения к Протоколу проведения этапа соревнований, о чем в Протоколе делается соответствующая запись.

При грубых нарушениях, способных привести к несчастному случаю, старший судья этапа по коллегиальному решению судейской бригады этапа отстраняет бригаду от работы. В случае отстранения бригады от выполнения этапа, оформленный Протокол проведения этапа соревнований с обоснованием причин отстранения и отметкой времени остановки работ должен быть представлен в Главную судейскую комиссию в течение 30 минут после отстранения бригады. Главная судейская комиссия должна рассмотреть данный Протокол в течение 60 минут и принять окончательное решение.

13.12. В случае возникновения непредвиденных обстоятельств судьи этапа консолидированным решением могут приостановить отсчет контрольного времени, с соответствующей отметкой в Протоколе прохождения этапа соревнований, на время устранения непредвиденной ситуации. О своем решении судьи этапа немедленно сообщают через Секретариат в Главную судейскую комиссию.

13.13. Старший судья этапа на основе консолидированного решения судейской бригады оформляет Протокол проведения этапа соревнований. В случае разногласия во мнениях судей по оценке действий членов бригады судьи имеют право отметить свое особое мнение в Протоколе проведения этапа с соответствующей аргументацией.

Протокол проведения этапа подписывается старшим судьей и судьями на этапе. Руководитель работ подписывает Протокол в графе «С результатами ознакомлен» с проставлением даты и времени ознакомления. Старший судья или один из судей не позднее, чем через 60 минут после подписания, передает Протокол проведения этапа соревнований в Секретариат вместе со всей документацией, предусмотренной Положением о проведении этапа соревнований.

Протокол регистрируется в Секретариате с отметкой времени сдачи в Бланке приема-передачи (Приложение 6). Руководитель команды или руководитель работ по запросу может получить копию Протокола проведения этапа соревнований.

#### **14. СИСТЕМА ОЦЕНОК ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАДАНИЙ НА ЭТАПАХ СОРЕВНОВАНИЙ**

14.1. Оценка выполнения заданий на этапах производится по бальной системе.

14.2. При равенстве набранных баллов преимущество отдается команде, набравшей меньшее количество штрафных баллов.

14.3. Результаты прохождения этапов командами освещаются Секретариатом на «Экране хода соревнований».

14.4. Конкретные системы оценок, включая порядок начисления поощрительных и штрафных баллов, норму времени на выполнение заданий на этапах и другое регламентируются Положениями о проведении этапов соревнований.

14.5. При невыполнении любого подпункта операции во время выполнения работы на этапе за данную операцию выставляется нулевая оценка. В данном случае поощрительные баллы за экономию времени на этапе в целом не начисляются.

14.6. В случае отстранения бригады от выполнения этапа оформленный Протокол проведения этапа соревнований с обоснованием причин отстранения и отметкой времени остановки работ должен быть представлен в Главную судейскую комиссию в течение 30 минут после отстранения бригады. Главная судейская комиссия должна рассмотреть данный Протокол в течение 60 минут и принять окончательное решение - либо обнулить результат прохождения командой этапа, либо начислить команде баллы за выполненные на этапе операции с применением штрафных санкций за нарушения.

Данные ситуации должны быть отражены в Положениях о проведении этапов соревнований.

Судьи должны аргументировать принятое решение, ссылаясь на Положение о проведении соревнований, Положение о проведении этапа соревнований и другую действующую нормативную документацию.

#### **15. ПРЕТЕНЗИОННАЯ РАБОТА**

15.1. Рассмотрение апелляций и принятие решений по ним осуществляет Главная судейская комиссия.

15.2. Руководитель команды имеет право знакомиться с результатами выступлений своей команды на любом этапе и, при необходимости, подавать в

Главную судейскую комиссию через Секретариат письменные апелляции на решения судейской бригады на этапе, аргументированные ссылками на соответствующие нормативно-технические документы, не позднее 90 минут после передачи Протокола выполнения этапа соревнований в Секретариат.

15.3. Апелляции подаются в письменном виде по установленной форме (Приложение 7) с указанием причин их подачи и аргументацией сути апелляции соответствующими пунктами Положения о проведении соревнований, Положения о проведении этапа соревнований. Допускается использование видеоматериалов, предоставляемых апеллирующей стороной.

Не принимаются апелляции на действия других команд.

15.4. По нулевым оценкам в целом за этап апелляции не принимаются.

15.5. Для объективной оценки действий команды на этапах может производиться их видеосъемка, материалы которой передаются в Главную судейскую комиссию вместе с Протоколом проведения этапа. Видеоматериалы неаккредитованных операторов не принимаются в качестве аргументов при апелляции.

15.6. Апелляции рассматриваются на заседании Главной судейской комиссии до конца текущих суток соревнований и до окончательного подведения итогов соревнований в присутствии руководителя команды и членов судейской бригады на этапе.

15.7. При положительном решении по апелляции снятые баллы восстанавливаются.

15.8. При полном отклонении апелляции команда дополнительно может штрафоваться на количество баллов, поданных к опротестованию.

15.9. По результатам рассмотрения апелляции составляется Протокол (Приложение 8), который подписывается членами Главной судейской комиссии и утверждается Главным судьёй.

15.10. Результаты рассмотрения апелляций являются окончательными и последующему пересмотру не подлежат. Они доводятся до сведения руководителя команды и судейской бригады на этапе.

## **16. ПОДВЕДЕНИЕ ИТОГОВ И ПООЩРЕНИЕ ПОБЕДИТЕЛЕЙ**

16.1. Принятый Секретариатом Протокол проведения этапа передаётся на визирование Главной судейской комиссии с отметкой текущего времени. В случае отсутствия апелляции, то есть через 90 минут после регистрации Протокола проведения этапа Секретариатом, результаты засчитываются в качестве окончательных и вносятся в «Экран хода соревнований».

16.2. Текущий накопительный подсчёт набранных командами баллов проводится Секретариатом. На основании итоговой таблицы соревнований Главная судейская комиссия готовит и подписывает на своем заключительном заседании Протокол итогов соревнований, утверждаемый Главным судьёй. К Протоколу итогов соревнований прилагаются Протоколы проведения этапов и Протоколы рассмотрения апелляций.

16.3. Протокол итогов соревнований направляется в Оргкомитет, который на своём заседании устанавливает результаты соревнований: определяет команду-победительницу, команды, занявшие призовые 2-е и 3-е места, номинантов по номинациям и формы поощрения участников.

16.4. Секретариат готовит итоговую суммарную и поэтапную таблицы соревнований с указанием набранного каждой командой количества баллов, в том числе штрафных и поощрительных баллов.

16.5. Победителем соревнований признается команда(ы), набравшая(ие) наибольшую сумму баллов на этапах.

16.6. Итоги соревнований доводятся Оргкомитетом до всех участников и заинтересованных лиц на церемонии закрытия.

**ЭКРАН**

хода \_\_\_\_\_ соревнований по профессиональному  
(уровень соревнования)  
мастерству среди \_\_\_\_\_  
(наименование профессий)

Фамилия имя, отчество	Номер команды участника соревнования	Количество баллов, полученных на этапах соревнований								Место в личном первенстве	Место в командном первенстве
		1-й этап (наименование этапа)	2-й этап (наименование этапа)	Сумма 1 и 2-го этапов	3-й этап (наименование этапа)	Сумма 1 - 3-х этапов	n-й этап (наименование этапа)	Сумма 1 - n этапов	Всего		



## **Пример Положения о проведении этапа соревнований**

### **«Проверка знаний нормативно-технических документов и умения выявлять отступления от нормативно-технических документов с использованием ПЭВМ и специализированного программного обеспечения»**

#### **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1.1. Цель этапа - проверка знаний нормативно-технических документов и теоретической подготовки, практических навыков их применения для безопасной эксплуатации и ремонта оборудования команды персонала ТЭС и ГЭС в составе:

- начальник смены станции;
- начальник смены цеха (машинного зала);
- машинист гидротурбинного оборудования (электромонтер);
- дежурный электромонтер (дежурный инженер подстанции).

1.2. Задачи участников на этапе:

- проверка знаний требований НТД;
- проверка правильности заполнения нарядов-допусков;
- обнаружение и фиксация как можно большего числа нарушений требований норм и правил при просмотре видеосюжета за отведенное время.

1.3. Этап проводится на ПЭВМ с использованием тестовых программ, составленных на базе действующих НТД.

1.4. Этап разделен на 3 подэтапа:

- подэтап 1 «Знание НТД» – проверка знаний нормативно-технических документов;
- подэтап 2 «Наряд» – проверка знаний и умения применять нарядно-допускную систему для безопасной эксплуатации и ремонта оборудования;
- подэтап 3 «Видеосюжет» – проверка знаний и умения выявлять нарушения НТД при просмотре видеосюжета.

#### **2. ТРЕБОВАНИЯ К УЧАСТНИКАМ ЭТАПА**

2.1. Состав и требования к участникам команды устанавливаются в соответствии с Положением о проведении соревнований. К прохождению этапа допускается команда, прошедшая Мандатную комиссию и допущенная ею к участию в соревнованиях.

2.2. Участники, прибывшие для прохождения этапа соревнований, должны иметь при себе удостоверение установленного образца с отметками о проверках знаний, группу по электробезопасности - не ниже – III, на одежде должна присутствовать эмблема энергопредприятия.

### 3. СОСТАВ ЗАДАНИЙ

3.1. На подэтапе 1 «Знание НТД» соревнований проводится проверка знаний НТД с использованием ПЭВМ.

Определяется уровень знаний НТД по следующим направлениям: техническая эксплуатация, охрана труда, пожарная безопасность и промышленная безопасность.

3.2. Проверка проводится по четырем программам, соответствующим должностям участников команды. Каждый тест содержит 50 вопросов, составленных на основании требований НТД.

3.3. Проверка знаний заключается в выборе правильных ответов на 50 вопросов, сформированных случайным образом из базы вопросов программы.

Распределение вопросов по темам для каждого соревнующегося следующее:

-- для начальника смены станции и начальника смены цеха:

- техническая эксплуатация - 25 вопросов;
- охрана труда - 15 вопросов;
- пожарная безопасность - 5 вопросов;
- промышленная безопасность - 5 вопросов.

Всего: 50 вопросов.

-- для машиниста гидротурбинного оборудования и дежурного электромонтера:

- техническая эксплуатация - 15 вопросов;
- охрана труда - 25 вопросов;
- пожарная безопасность - 5 вопросов;
- промышленная безопасность - 5 вопросов.

Всего: 50 вопросов.

3.4. На подэтапе 2 «Наряд» задача участников - проверить правильность заполнения двух нарядов-допусков по темам, связанными с работами в соответствующем подразделении. В наряде может быть заложено до 10 нарушений.

3.5. На подэтапе 3 «Видеосюжет» для каждого участника команды предварительно разрабатывается видеосюжет, во время просмотра которого необходимо выявить имеющиеся в нем нарушения НТД.

3.6. Видеосюжеты сняты на действующей электростанции, их сценарии утверждены Главным судьей соревнований.

### 4. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЭТАПА

4.1. Для проведения этапа оборудуются 5 рабочих мест с ПЭВМ, объединенными локальной сетью, и сетевым принтером (одно рабочее место предназначено для судей). Каждому участнику соревнований устанавливаются определенные задания: тест НТД, наряд и видеосюжет, с которыми ему предстоит работать. Задание на этап составляется с учетом должности участника (роли в команде).

4.2. До начала проведения этапа соревнований проводится тренировка в целях ознакомления с работой программы. Каждой команде предоставляется время по графику, составленному организаторами соревнований.

4.3. По прибытии команды на этап начальник смены станции докладывает старшему судье о готовности команды к прохождению этапа.

4.4. Руководитель команды-участницы соревнований имеет право присутствовать в качестве наблюдателя при проведении этапа, при этом любые его переговоры с членами бригады или судьями запрещаются. За несоблюдение данного требования судейская бригада вправе удалить руководителя команды из помещения, где проводится этап, а команде - начислить 10 штрафных баллов.

4.5. Судьи проверяют у каждого участника наличие квалификационного удостоверения, соответствие участников протоколу Мандатной комиссии и заносят соответствующие данные в протокол.

По окончании проверки все участники команды занимают рабочие места за компьютерами согласно табличкам с наименованием должностей участников. Судьи проводят инструктаж (не более 5 минут) участников команд о порядке прохождения этапа. По команде судей участники приступают к прохождению этапа.

4.6. Этап проводится в строгой очередности: подэтап 1 «Знание НТД», подэтап 2 «Наряд», подэтап 3 «Видеосюжет».

Суммарное время на выполнение всех трех подэтапов – 90 минут, при этом максимальное время выполнения задания на подэтапе 1 «Знание НТД» - 40 минут, на подэтапе 2 «Наряды» - 20 минут, на подэтапе 3 «Видеосюжет» - 30 минут. Необходимое время на каждый подэтап участник определяет сам.

4.7. Допущенному к прохождению этапа участнику соревнований проводится краткий инструктаж, ему предлагается ответить на 50 вопросов 1 подэтапа «Знание НТД».

Участнику соревнований предоставляется возможность отвечать на вопросы теста в удобной для него последовательности с возможностью сохранения пропущенных вопросов.

Оценка правильности ответов производится по каждому вопросу НТД. После ответа на все 50 вопросов или окончания контрольного времени выставляется оценка в баллах с выводом на экран протокола по данному участнику соревнований. Общее время прохождения подэтапа – не более 40 минут.

4.8. Перед началом прохождения подэтапа «Наряд»2 судьи выставляют каждому участнику контрольное время, равное 20 минутам. После окончания подэтапа 2 «Наряд» судьи отмечают время, затраченное на подэтап, и выставляют в тестовой программе участнику на подэтап 3 «Видеосюжет» время, равное 30 минутам.

4.9. Все участники выполняют работу на компьютерах с использованием программ, обеспечивающих контроль времени прохождения этапа и ведение отчета о выполненных действиях.

4.10. При работе на подэтапе 2 «Наряд» участник должен просмотреть заполненные наряды-допуски на экране ПЭВМ и выделить отдельные области электронного представления наряда-допуска, где, по его мнению, есть отступления от

требований НТД. Выделение области производится путем щелчка мышки по этой области. Повторный щелчок мышки по ранее отмеченной области снимает ее выделение.

4.11. Видеосюжет, используемый на подэтапе 3 «Видеосюжет», разбит на отдельные фрагменты. Во время просмотра очередного фрагмента участник должен оценить его на предмет наличия или отсутствия в нем нарушений НТД.

4.12. При наличии нарушения участник должен нажать на специальную кнопку и отметить место нарушения щелчком мышки (если нарушение явно присутствует в кадре) и обязательно набрать в текстовом поле, пользуясь клавиатурой компьютера, описание нарушения в произвольной форме, которое автоматически заносится в отчет программы. Не засчитываются нарушения, для которых участником дано недостаточное, неполное, обобщенное или непонятное описание.

4.13. Нарушения, повторяющиеся в нескольких фрагментах, вносятся в протокол только один раз. Повторное выделение нарушения, присутствующего в предыдущих видеосюжетах (кроме особо оговоренных случаев), не приносит участнику дополнительных баллов.

4.14. Общее время прохождения этапа – 150 минут. Это время включает в себя время, затраченное участниками на прибытие команды и ее инструктаж, прохождение командой 3-х подэтапов, подведение и оглашение судьями итогов прохождения этапа командой. После окончания времени, отведенного на прохождение задания, участники команды покидают помещение этапа. Команда должна проходить этап в соответствии со следующим графиком:

№	Описание	Время
1.	Прибытие команды на этап, проверка удостоверений участников; распределение по рабочим местам (в соответствии с надписями на табличках, краткий инструктаж).	5 минут
2.	Прохождение теста на знание НТД	90 минут
	Просмотр наряда-допуска. Выделение полей с нарушениями.	
	Просмотр видеосюжета. Запись выявленных нарушений.	
3.	Судьи в присутствии руководителя команды выставляют оценки за знание НТД, выявленные участниками нарушения по оформлению наряда и просмотренному видеосюжету.	55 минут
Итоговое время прохождения этапа		150 минут

4.15. Каждый участник выполняет задания индивидуально и не имеет право обсуждать свои действия с другими членами бригады. Пользоваться технической литературой и конспектами запрещается. При нарушении данных требований работа участника по выполнению задания прекращается судейской бригадой, участник удаляется с места проведения этапа, количество нарушений, выявленных им, принимается равным 0 в итоговом протоколе.

4.16. По ходу этапа и при принятии решения судьи имеют право задавать членам бригады уточняющие вопросы.

4.17. Для обеспечения технической поддержки при проведении этапа должны присутствовать разработчики компьютерной программы.

4.18. При совершении участником каких-либо действий, не связанных с непосредственным проведением этапа и способных повлиять на итоги его проведения, судейская бригада вправе отстранить участника от прохождения этапа с его итоговой оценкой 0 баллов.

## **5. СИСТЕМА ОЦЕНОК**

### **5.1. Система оценок подэтапа 1 «Знание НТД»**

5.1.1. Ответ на вопрос признается правильным, если соревнующийся указал все предложенные правильные варианты ответов на вопрос.

Ответ на вопрос признается неправильным, если соревнующийся не указал все предложенные правильные варианты ответов, указал неверный ответ или не ответил на вопрос.

За правильный ответ начисляется 1,5 балла; за неправильный ответ или вопрос, оставшийся без ответа, баллы не начисляются.

При правильном ответе более чем на 45 вопросов участник получает дополнительные баллы – 2 балла за каждый правильный ответ на вопрос свыше 45 (с 46 по 50 включительно).

При правильном ответе на все 50 вопросов участник получает дополнительные баллы - 1 балл за каждую полную минуту сокращенного времени, выделенного на прохождение этапа, но не более 10 бонусных баллов.

При правильном ответе менее чем на 40 вопросов участник штрафуются на 1,5 балла за каждый неправильный ответ, недостающий до 40 правильных ответов, или оставленный без ответа вопрос.

Если все участники команды ответили менее чем на 40 вопросов, команда штрафуются на 10 баллов.

5.1.2. Максимально команде по этапу может быть начислено 340 баллов (300 баллов за все правильные ответы и до 40 бонусных баллов за ответы на все вопросы и сэкономленное время).

5.1.3. По окончании 40 минут программа заканчивает работу независимо от того, на сколько вопросов участник успел ответить.

5.1.4. Время, затраченное на прохождение этапа, тексты вопросов со всеми вариантами ответов, ответы, указанные участником соревнований и набранное количество баллов, отражаются в рабочем протоколе автоматически в соответствии с программой по окончании работы участника соревнований. Бонусные баллы определяются судейской бригадой на основании протоколов.

### **5.2. Система оценок подэтапа 2 «Наряды»**

5.2.1. Общее максимальное количество баллов за подэтап, которое может получить команда, составляет 80 баллов (по 20 баллов каждому участнику этапа).

5.2.2. Работа команды автоматически оценивается компьютерной программой, включенной в состав тестирующего комплекса и учитывающей ошибки и нарушения в действиях операторов.

5.2.3. За каждую допущенную ошибку при проверке правильности заполнения наряда-допуска снимается по 2 балла.

5.2.4. За ошибку при проверке правильности заполнения наряда-допуска принимается:

- выделение поля наряда-допуска, в котором нет нарушения требования НТД;
- невыделение поля наряда-допуска, в котором есть нарушения требования НТД.

5.2.5. При разборе подэтапа 2 «Наряды» после прохождения этапа всеми участниками участник должен документально обосновать требованиями НТД выделение им поля наряда-допуска, которое не было заложено в программу. В случае правильного обоснования баллы, снятые за это выделение, возвращаются и начисляется бонус 0,5 балла. При достижении контрольного времени, отведенного на подэтап, работа контролирующей программы автоматически прекращается и за каждую ошибку (п. 5.2.4) снимается по 2 балла.

### **5.3. Система оценок подэтапа 3 «Видеосюжет»**

5.3.1. При оценке выступления участника соревнований определяется суммарное количество правильно выявленных в видеосюжете нарушений.

5.3.2. Под правильно выявленным нарушением следует понимать не только сам факт фиксации нарушения, но также правильная его фиксация в протоколе - выделение стрелкой в кадре и понятное судьям текстовое описание нарушения участником соревнований.

5.3.3. За квалификацию участником правильных действий персонала (нормального состояния оборудования) как нарушения судейская бригада выставляет оценку 0 баллов с добавлением в протокол соответствующего комментария («Нарушения нет»).

5.3.4. При оценке фрагментов, содержащих нарушения, следует учитывать, что некоторые нарушения являются «сквозными», то есть проходят через весь видеосюжет. Например, это может быть отсутствие каски у одного из персонажей или отсутствие надписи на оборудовании. Фиксировать подобные «сквозные» нарушения следует только один раз. Повторно выявленные нарушения «сквозного» характера не учитываются, судьи выставляют за данное нарушение оценку 0 баллов с добавлением в протокол соответствующего комментария «Повтор».

5.3.5. Повторные (однотипные, одинаковые) нарушения также следует учитывать только один раз, даже если они относятся к разному оборудованию, разным персонажам видеосюжета, совершены в разное время, в разных местах и т.д. Повторно выявленные однотипные нарушения не учитываются, а судья проставляет за данное нарушение оценку «0» с добавлением в протокол соответствующего комментария «Повтор».

5.3.6. Описание нарушения, не отражающее суть нарушения, например, «Неправильные действия», «Неправильный инструктаж», «Плакат» и др., не учитывается – судья проставляет за данное нарушение оценку 0 баллов с добавлением в протокол соответствующего комментария «Неточная формулировка».

5.3.7. Максимально возможное количество баллов, которое может набрать команда на подэтапе, – 320. Максимально возможное количество баллов, которое может набрать участник команды, – 80. Оценка команды определяется как сумма оценок ее участников.

5.3.8. После прохождения этапа всеми командами по каждой из специальностей определяется участник, который выявил наибольшее количество правильно выявленных нарушений среди всех команд. Этому участнику в зачет выставляется максимальное количество баллов, отводимое участнику.

5.4. Оценка для команды рассчитывается как сумма оценок отдельных участников.

5.5. При наличии у соревнующихся команд равного количества баллов лучшим результатом на этапе считается тот результат, который получен за наименьшее количество времени, затраченного командой на прохождение этапа. При равенстве количества обнаруженных нарушений и времени прохождения командам присваивается равное количество баллов.

## 6. СУДЕЙСТВО ЭТАПА

6.1. Для оценки действий участников команд назначается судейская бригада в составе: старший судья этапа и судья этапа. Допускается назначение судейской бригады в ином составе по решению Главного судьи.

6.2. На рабочем месте судейской бригады этапа должны быть:

- телефоны для связи с Главной судейской комиссией и Секретариатом;
- полный комплект нормативной документации в соответствии с «Перечнем нормативно-технических документов, законодательных актов, по которым проводится проверка знаний персонала ТЭС и ГЭС» (приложение 1);
- список участников соревнований;
- бланки итоговых протоколов оценки знаний (приложение 2);
- график прохождения этапов;
- Положение о проведении соревнований;
- Положение о проведении этапа соревнований.

6.3. Количество баллов, набранное участниками команды на этапе, заносится в итоговый протокол, который подписывается всеми судьями этапа, и не позднее 60 минут после окончания этапа передаётся в Секретариат соревнований. В случае отсутствия у руководителя команды претензий к результатам этапа на протоколе им дополнительно делается запись «замечаний нет».

В итоговый протокол этапа заносятся:

- баллы и затраченное время на подэтапе 1 «Знание НТД»;
- баллы и затраченное время на подэтапе 2 «Наряды»;
- количество нарушений и затраченное время на подэтапе 3 «Видеосюжет».

6.4. При определении первенства по профессиям в случае равенства баллов у двух и более участников соревнований предпочтение отдаётся тому, кто затратил на прохождение этапа меньше времени.

6.5. Окончательная оценка по этапу принимается судейской бригадой.

6.6. Руководитель команды должен присутствовать при разборе прохождения его командой этапа и подписании протокола. Участники команды при разборе не

присутствуют. При возникновении вопросов к отдельным участникам судьи могут вызывать их через руководителя команды.

6.7. Судейская бригада на этапе осуществляет:

- судейство на этапе соревнования;
- выполнение графика проведения соревнования;
- инструктаж соревнующихся бригад непосредственно перед началом соревнования на месте проведения этапа;
- ознакомление участников с рабочими местами, оргтехникой и порядком работы с компьютерной программой;
- организацию допуска участников команды на рабочие места;
- организацию просмотра видеосюжетов;
- организацию устранения неисправностей оргтехники и программного обеспечения;
- контроль за поведением соревнующихся, ограждение их от посторонних лиц и помех;
- контроль за поведением участников соревнования и принятие решений об их снятии с этапа за возможные нарушения условий соревнования;
- выставление каждому участнику и команде в целом оценок за выполнение заданий на этапе;
- оформление протоколов по итогам прохождения командой этапа.

6.8. После прохождения этапа всеми командами участников судейская бригада производит расчет итоговых оценок в баллах по формулам, приведенным в разделе 5 «Система оценок», и передает эти данные в Главную судейскую комиссию не позднее 60 минут после окончания этапа последней командой.

## **7. РЕШЕНИЕ СПОРНЫХ ВОПРОСОВ**

7.1. По окончании этапа судейская бригада на основании рабочих протоколов, распечатанных ПЭВМ по каждому участнику, заполняет итоговый протокол прохождения этапа командой с учетом рассмотренных спорных ситуаций.

7.2. Руководитель команды имеет право знакомиться с протоколом прохождения этапа каждым участником его команды.

7.3. После окончания соревнований судейская бригада по требованию команды должна выдать распечатанные копии подробных отчетов о работе участников данной команды с программой. Выдача отчетов на руки команде до окончания соревнований не допускается. Команда может получить подробные отчеты только о работе своих участников, подробные отчеты о работе участников других команд не выдаются.

7.4. Решение спорных вопросов проводится в соответствии с Положением о проведении соревнований.



**Рекомендуемый Перечень документов для подготовки к этапу соревнований  
персонала ТЭС и ГЭС с учетом действующих в энергетике НТД**

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.
2. Безопасность гидротехнических сооружений. Основные понятия. Термины и определения.
3. Правила проведения противоаварийных тренировок персонала электрических станций и сетей. Инструкция по переключениям в электроустановках.
4. Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем.
5. Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения.
6. Инструкция по эксплуатации газовой защиты.
7. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.
8. Гидроэлектростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений Организация производственных процессов. Нормы и требования.
9. Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем.
10. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
11. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ЦДУ.
12. Гидроэлектростанции. Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования.
13. Правила расследования причин аварий в электроэнергетике.
14. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования.
15. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению.

## **ОХРАНА ТРУДА**

1. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.
2. Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций.
3. Правила по охране труда при работе на высоте.
4. Правила по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ.
5. Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов.
6. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках.
7. Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.
8. Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями.
9. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики.
10. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности.
11. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам организаций электроэнергетической промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

## **ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

1. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
2. Инструкция о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях.
3. Типовая инструкция по применению и техническому обслуживанию огнетушителей на энергетических предприятиях.
4. Типовая инструкция по эксплуатации сетей противопожарного водоснабжения на энергетических предприятиях.
5. Инструкция по организации противопожарных тренировок на энергетических предприятиях и в организациях.
6. Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок водяного пожаротушения.
7. Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок пожарной сигнализации на энергетических предприятиях.

## **ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

1. Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

2. Нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения».

3. Нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

4. Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте.

## ИТОГОВЫЙ ПРОТОКОЛ

«УТВЕРЖДАЮ»  
Главный судья соревнований

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**«Проверка знаний НТД и проверка умения выявлять отступления от НТД с использованием ПЭВМ и специализированного программного обеспечения»**

Наименование энергопредприятия \_\_\_\_\_

Максимальное количество баллов – **700** (300 +80+320).

Нормативное время - **90 минут**

**Итоговое количество баллов на первом подэтапе 1 «Знание НТД»**

**Итоговое количество баллов на втором подэтапе 2 «Наряды»**

**Итоговое количество нарушений на третьем подэтапе 3 «Видеосюжеты»**

Результат команды на третьем подэтапе в баллах будет рассчитан в соответствии с положениями после прохождения этапа всеми командами

Старший судья этапа \_\_\_\_\_

Судьи этапа: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

«С результатом этапа ознакомлен, претензий нет»

Руководитель команды \_\_\_\_\_

\_\_\_\_ час. \_\_\_\_ мин. «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Подэтап 1 «Знание НТД»**

Номинальное количество баллов: 300 (максимальное 340)

№ п/п	Ф.И.О. участника соревнований	Должность	Сумма основных баллов по ПЭВМ	Сумма бонусных (+), штрафных (-) баллов	Итоговая сумма баллов	Общее время (мин. сек.)
1.		НСС				
2.		НСМ				
3.		МГ				
4.		ДЭМ				
	<b>ИТОГО</b>					

**Подэтап 2 «Наряды»**

Номинальное количество баллов: 80.

**Регламент начисления штрафных баллов**

№	Операции и ошибки при их выполнении	Штрафные баллы
1.	Пользование технической литературой и конспектами.	<b>10</b>
2.	Подсказки со стороны руководителя или члена команды	<b>10</b>
	Сумма штрафных баллов	

**Индивидуальный зачет участников подэтапа**

№	Ф.И.О. участника соревнований	Должность	Затраченное время	Баллы	Штрафные баллы
1.		НСС			
2.		НСМ			
3.		МГ			
4.		ДЭМ			
	<b>ИТОГО</b>				

**Результат подэтапа команды (баллы)**

### Подэтап 3 «Видеосюжет»

Номинальное количество баллов: 320

#### Регламент начисления штрафных баллов

№	Операции и ошибки при их выполнении	Штрафные баллы
1.	Пользование технической литературой и конспектами.	<b>90</b>
2.	Подсказки со стороны руководителя или члена команды	<b>90</b>
	Сумма штрафных баллов	

#### Индивидуальный зачет участников подэтапа

№	Ф.И.О. участника соревнований	Должность	Затраченное время	Количество выявленных нарушений	Штрафные баллы
1.		НСС			
2.		НСМ			
3.		МГ			
4.		ДЭМ			
			ИТОГО		

**Результат подэтапа команды (нарушения)**

Результат команды на третьем подэтапе в баллах будет рассчитан в соответствии с положениями после прохождения этапа всеми командами

## Пример Положения о проведении этапа соревнований «Производство оперативных переключений»

### 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Целями проведения этапа являются:

- оценка профессиональных знаний и навыков у оперативного персонала ТЭС и ГЭС при организации и производстве оперативных переключений в электроустановках;
- выявление типовых ошибок и отступлений от требований действующей НТД:
- «Правила переключений в электроустановках»;
- «Инструкция по переключениям в электроустановках»;
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок»;
- «Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках»;
- оценка навыков ведения технологического режима работы основного и вспомогательного оборудования ТЭС и ГЭС.

1.2. Этап проводится на ПЭВМ с использованием тренажера переключений в электроустановках.

**2. СОСТАВ И ТРЕБОВАНИЯ К УЧАСТНИКАМ** На этапе принимают участие команды в следующем составе:

- начальник смены станции;
- начальник смены цеха (машинного зала);
- машинист гидротурбинного оборудования;
- дежурный электромонтер.

2.2. Участники соревнований прибывают к месту проведения этапа в полном составе за 5 минут до времени, указанного в графике прохождения этапов соревнований.

2.3. Участники соревнований проходят в кабинет, отведенный под этап, после получения соответствующих указаний от судейской бригады.

2.4. Участники соревнований должны соответствовать требованиям, установленным Положением о проведении соревнований, а также иметь при себе удостоверения о проверке знаний и именные инструкции по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.

2.5. Участники соревнований должны иметь навыки работы на тренажере.

### **3. СОСТАВ ЗАДАНИЯ НА ЭТАП**

3.1. На этапе участники команд должны выполнить оперативные переключения в электроустановках, направленные на изменение технологического режима работы ТЭС и ГЭС и/или эксплуатационного состояния оборудования в соответствии с заложенным сценарием в тренажере.

3.2. Команды перед началом этапа получают от судейской бригады указания по заложенному в тренажер сценарию и составлению бланка переключений.

### **4. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЭТАПА**

4.1. Перед началом и по окончании проведения этапа соревнований все участники команды должны пройти психофизиологическую диагностику с помощью аппаратных методов общей продолжительностью не более 10 минут (продолжительность психофизиологической диагностики до начала/после прохождения этапа – 5 мин).

4.2. До начала проведения инструктажа судейская бригада проверяет соответствие участников команд требованиям раздела 2 настоящего Положения.

4.3. Участники этапа соревнований с разрешения старшего судьи этапа занимают подготовленные рабочие места согласно занимаемой должности.

Для проведения этапа оборудуются 6 рабочих мест с необходимым программным обеспечением: 4 рабочих места для участников соревнований (каждое рабочее место - под определенную должность) и 2 рабочих места судейской бригады. Рабочие места подключены к общему (сетевому) принтеру, размещенному на этапе.

4.4. Перед началом прохождения командой этапа судейская бригада проводит команде инструктаж в объеме:

- краткого описания состояния оперативной схемы;
- исходного режима работы оборудования.

Участники команды при получении инструктажа могут задавать дополнительные вопросы судейской бригаде, касающиеся компоновки схемы, типа оборудования, зон обслуживания, режима энергосистемы и др., ответы на которые доводятся до участников команды на усмотрение судейской бригады.

Общая продолжительность инструктажа не должна превышать 10 минут.

4.5. После получения инструктажа НСС определяет готовность команды и сообщает об этом судейской бригаде.

4.6. Производство оперативных переключений начинается после оглашения заданий на этап и запуска тренировки с рабочего места судейской бригады. С этого момента начинается отсчет времени выполнения тренировки.

4.7. Во время производства оперативных переключений в электроустановках судьи на этапе выполняют по отношению к команде функции диспетчерского, административно-технического персонала, персонала иных организаций, необходимых по усмотрению участников к привлечению в ходе выполнения задания.

4.8. Участники вправе обращаться к судьям за дополнительными разъяснениями по содержанию задания на этап во время его выполнения, в том числе по работе с тренажером. Судьи при определении, что ответ на вопрос не является



подсказкой или указанием к действию, вправе ответить участнику на заданный вопрос.

4.9. Оперативные переговоры между участниками команды осуществляются посредством телефонной связи, установленной на каждом рабочем месте участника и судьи соревнований, выполняющего роль диспетчера - главного инженера.

4.10. В помещении при прохождении командой этапа имеет право присутствовать руководитель команды.

Присутствие представителей прессы на этапе допускается только по согласованию с руководителем команды, а также после получения соответствующих указаний от Главного судьи соревнований и судейской бригады этапа.

4.11. Производство оперативных переключений прекращается при завершении выполнения поставленной задачи и соответствующим докладом НСС или по истечении установленного контрольного времени (контроль времени ведется судьями этапа).

4.12. Если контрольное время истекло, а задание на производство оперативных переключений не выполнено, то судьи фиксируют окончание контрольного времени и прекращают работу команды на этапе.

**Контрольное время – 80 минут, общее время – 150 минут.**

Общее время распределяется следующим образом:

- психофизиологическая диагностика	10 минут;
- инструктаж	10 минут;
- работа на этапе	80 минут;
- оформление документов, оглашение итогов	50 минут;
<b>ИТОГО:</b>	<b>150 минут.</b>

4.13. Общие правила при прохождении этапа:

4.13.1. Общее руководство переключениями осуществляет НСС.

4.13.2. В переключениях на оборудовании ОРУ – 110 - 500 кВ, на стороне ВН Т(АТ) и ТСН участвуют НСС и ДЭМ.

4.13.3. Переключения в схемах Т(АТ) и ТСН со стороны НН, гидроагрегатов и собственных нужд проводит НСМ и МГ.

4.13.4. В бланках переключений должны указываться все основные и проверочные операции по выполняемым заданиям на этапе.

4.13.5. Оперативные переговоры ведутся в соответствии с требованиями «Инструкции о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом ЦДУ».

4.13.6. Оперативный журнал ведется на рабочих местах НСС, НСМ, ДЭМ. Все действия МГ фиксируются в оперативном журнале НСМ. Оперативный журнал ведется в соответствии с требованиями Стандарта по переключениям.

4.13.7. Переключения в устройствах РЗА и ПА производятся в объеме, предусмотренном схемой и тренажером. В случае необходимости участник может

довести до сведения судей необходимые на его взгляд действия в устройствах РЗА и ПА, которые невозможно реализовать на тренажере.

4.13.8. Запрещающие и указательные плакаты вывешиваются по ходу переключений непосредственно после проведения операции.

4.13.9. После запуска тренировки членам команды запрещается обращаться к другим членам команды и третьим лицам за советами по вопросам, которые они должны решать самостоятельно. За нарушение данного запрета судьи на этапе могут снять с команды 5 баллов за каждое подобное нарушение.

4.13.10. Членам команды разрешено обращаться к специалистам организации-разработчика программного обеспечения и судейской бригаде по вопросам, связанным с работой на тренажере.

4.13.11. Тип оборудования, используемого в схеме тренажера, не оговоренный Описанием схемы, заданием, или судьями, участники вправе принимать аналогичным установленному на обслуживаемом ими объекте (информация о подобных допущениях доводится до судейской бригады во время инструктажа).

## **5. СИСТЕМА ОЦЕНОК**

5.1. Максимальное количество баллов, которое может набрать команда на этапе в целом, – 600 (без учета дополнительных заработанных баллов на этапе).

5.2. Оценка выполненного задания и начисление штрафных баллов производится в соответствии с Технологической картой этапа (приложение 1) и разработанного сценария на производство переключений в электроустановках.

Участнику команды, впервые допустившему определенные нарушения, указанные в Технологической карте этапа, начисляется штрафной балл, установленный столбцом «Первичное нарушение»<sup>1</sup>. Каждое последующее подобное нарушение любым участником команды оценивается в соответствии со столбцом «Повторное нарушение».

5.3. Начисленный штраф за выполнение задания не может превышать максимальной оценки этого задания (максимального количества баллов за этап).

5.4. Излишние операции, не влияющие на порядок переключений, ошибочными не считаются и за их выполнение штрафные или дополнительные баллы не начисляются кроме операций, приводящих к нарушению нормального режима работы оборудования или превышению допустимых параметров технологического режима работы оборудования.

5.5. По окончании выполнения задания судейская бригада оформляет итоговый протокол выполнения работ по этапу (приложение 2).

5.6. Оценка действий участников тренировки на соответствие предусмотренному сценарию осуществляется тренажером автоматически в соответствии с рассчитанной ценностью операции в сценарии этапа.

5.7. Если при переключениях допущена одна из грубейших ошибочных операций, а именно:

---

<sup>1</sup> Для нарушений, не разделяющихся на «Первичное нарушение» и «Повторное нарушение», первичное и каждое последующее нарушение оценивается в соответствии с установленной суммой штрафных баллов.

- отключение (включение) разъединителей под нагрузкой;
- включение заземляющих разъединителей, установка переносных заземлений на участок электрической сети (ошиновка и др.), находящийся под напряжением;
- подача напряжения на заземленный участок электрической сети (шины, ошиновка и др.), производство оперативных переключений прекращается, команда снимается с этапа, команде по результатам прохождения этапа начисляется 0 баллов. Повторное прохождение командой этапа не допускается.

5.8. Судейская бригада по единогласному решению может присудить команде до 60 дополнительных баллов за нестандартные решения, не противоречащие требованиям НТД и упростившие или сократившие время выполнения задания относительно принятого в исходном сценарии. Краткое описание причины данного решения указывается в итоговом протоколе выполнения работ по этапу.

5.9. При отсутствии у судейской бригады доказательств выполнения той или иной операции по заданию (протокол тренажера, аудиовизуальное протоколирование, осуществляемое на этапе) судейская бригада признает операцию невыполненной. При наличии подтверждений о том, что участники команд выполняли те или иные операции не в соответствии с установленным заданием или распределением зон оперативного обслуживания между участниками команды, судейская бригада считает такие операции невыполненными даже при наличии излишнего дублирующего выполнения.

## **6. СУДЕЙСТВО ЭТАПА**

6.1. Судейство этапа осуществляется судейской бригадой, состоящей из трех человек:

- старший судья этапа;
- судья этапа – 2 чел.

6.2. На рабочем месте судейской бригады этапа должны быть:

- комплект НТД;
- список команд и участников соревнований;
- нормальные и оперативные схемы электрических соединений объектов;
- график прохождения командами этапов соревнований;
- бланки итоговых протоколов этапа.

6.3. Рабочие места участников команд обеспечиваются следующим:

- НСС, НСМ, ДЭМ: оперативный журнал;
- ДЭМ, МГ: незаполненные бланки переключений;
- 1 экземпляр нормальной схемы;
- 1 экземпляр оперативной схемы.

6.4. Судейская бригада на этапе осуществляет:

- судейство на этапе;

- выполнение графика прохождения командами этапа соревнований;
- инструктаж участников команд непосредственно перед началом выполнения задания на месте проведения этапа;
- ознакомление участников с рабочими местами, оргтехникой и особенностями работы с тренажером;
- организацию допуска участников команды на рабочие места;
- контроль выполнения задания на этапе участниками команд;
- принятие решения о снятии команды с этапа за нарушения условий соревнований;
- оформление протоколов по итогам прохождения этапов.

6.5. Судейская бригада после окончания производства оперативных переключений проводит совещание по действиям и оценке участников соревнований, после чего проводит краткий разбор основных ошибок по производству переключений и составляет протокол с итоговой оценкой.

6.6. Итоговый протокол заполняется судейской бригадой и с итогами прохождения этапа передается в секретариат Соревнований с подписями судей и руководителя команды не позднее 60 минут после окончания времени прохождения этапа.

6.7. Организационные и методические вопросы, не отраженные в настоящем Положении и Положении о проведении соревнований, решаются судейской бригадой этапа, принятые решения оформляются соответствующим протоколом и утверждаются Главным судьей соревнований.

## **7. РЕШЕНИЕ СПОРНЫХ ВОПРОСОВ**

7.1. Руководитель команды имеет право ознакомиться с протоколом тренажера отражающим прохождение этапа участниками его команды.

7.2. Руководитель команды имеет право подать в Секретариат соревнований обоснованную письменную апелляцию на принятые решения судейской бригады этапа по его команде в соответствии с Положением о проведении соревнований.

Технологическая карта для оценки действий участников команд при выполнении  
переключений в электроустановках

№ п/п	Наименование операции, за которую назначаются штрафные баллы	Количество штрафных баллов	
		Первичное нарушение	Повторное нарушение
1.	Производство оперативных переключений на оборудовании, находящемся в управлении/ведении диспетчера без получения команды/разрешения дежурного диспетчера энергосистемы.	10	25
2.	Невыполнение заданного диспетчерского графика нагрузки (допустимые отклонения по выполнению диспетчерского графика нагрузки $\pm 20$ МВт).	10	25
3.	Невыполнение заданного уровня напряжения на шинах РУ-500/220/110 кВ (допустимые отклонения по поддержанию заданного уровня напряжения $\pm 0,5$ кВ).	10	25
4.	Производство оперативных переключений без использования электрозащитных средств (указателя напряжения, штанги, диэлектрических перчаток и так далее).	25	
5.	Осмотр оборудования без использования средств индивидуальной защиты (осмотр панелей РЗА и оборудования без каски (для всех участников команды)).	10	
6.	Включение заземляющих разъединителей, установка переносного заземления без проверки отсутствия напряжения.	50	
7.	Использование указателя напряжения (диэлектрических перчаток, штанги и других электрозащитных средств) без проверки годности и исправности.	25	
8.	Нарушения в части оформления бланка переключений <sup>2</sup> :		
8.1.	Для разделов «диспетчерское наименование объекта переключений», «дата и время начала и окончания переключений», «цель переключений», «условия применения бланка переключений», «последовательность выполнения операций», «участники переключений»:		
	– критические пометки, зачеркивания, исправления, нечитаемые записи (нечитаемый текст);	2	
	– неверно указано диспетчерское, оперативное наименование;	2	4
	– неверное описание схемы электроустановки на момент начала переключений;	10	
	– отсутствие информации о возможности выполнения переключений с использованием АРМ, о наличии	5	10

<sup>2</sup> Не более 100 штрафных баллов на команду.

№ п/п	Наименование операции, за которую назначаются штрафные баллы	Количество штрафных баллов	
		Первичное нарушение	Повторное нарушение
	наведенного напряжения (для ВЛ, КВЛ), о возможности возникновения феррорезонанса;		
	– заполнение разделов с нарушением требований подстрочного текста;	5	10
	– не заполнены разделы, необходимые для заполнения.	10	20
8.2.	Для раздела «последовательность выполнения операций»:		
	– пропущены основные операции;	4	5
	– пропущены проверочные операции;	2	3
	– излишне указаны основные и проверочные операции, нарушающие требования НТД;	5	10
	– нарушена установленная последовательность основных и проверочных операций.	5	10
9.	Нарушения в части оформления оперативного журнала <sup>3</sup> :		
	– критические пометки, зачеркивания, исправления, нечитаемые записи (нечитаемый текст);	2	
	– не зафиксировано диспетчерское разрешение (команда) на производство переключений;	10	
	– не зафиксировано подтверждение (команда) на производство переключений;	5	
	– оформление начала и окончания переключений с нарушениями требований НТД.	5	10
10.	Дистанционное отключение/включение выключателя без объявления по радиопоисковой связи.	5	10
11.	Выполнение излишних операций, приведших к нарушению нормального режима работы оборудования, согласно п.5.4.	25	
12.	Несоблюдение установленной последовательности и координации действий оперативного персонала при операциях с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и устройствами РЗА.	10	20
13.	Оценка качества ведения оперативных переговоров <sup>4</sup> .	2	
14.	Нарушение требований, предъявляемых к участникам команд, согласно пп.2.1. – 2.5.	2	5
15.	Невыполненная или несвоевременно выполненная операция, не приведшая к грубым ошибкам и последствиям.	балл, установленный в сценарии тренажера по каждой операции	

<sup>3</sup> Не более 50 штрафных баллов на команду.

<sup>4</sup> Не более 20 штрафных баллов на команду.

**«УТВЕРЖДАЮ»**  
Главный судья соревнований

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### ИТОГОВЫЙ ПРОТОКОЛ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ ПО ЭТАПУ

Наименование команды (энергопредприятия)  
\_\_\_\_\_

Должность	Ф.И.О.
НСС	
НСМ	
МГ	
ДЭМ	

Дата \_\_\_\_\_ Время \_\_\_\_\_

**Норма времени на выполнение работы – 80 минут.**

№ п/п	Должность	Факт. время	Кол-во баллов по протоколу	Кол-во штрафных баллов	Кол-во поощрит. баллов	ИТОГО баллов участника	ВСЕГО баллов
1	НСС						
2	НСМ						
3	МГ						
4	ДЭМ						

**Окончательный результат \_\_\_\_\_ баллов.**

«С протоколом ознакомлен, возражений не имею»

Руководитель команды \_\_\_\_\_

(подпись)

« \_\_\_\_ » ч. « \_\_\_\_ » мин. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## **ПРИМЕР ПОЛОЖЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ ЭТАПА СОРЕВНОВАНИЙ**

### **«ТУШЕНИЕ ПОЖАРА В ЗРУ-10 кВ»**

#### **1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ**

1.1. Бригада прибывает на этап в сопровождении руководителя команды в строго определенное время, указанное в Графике прохождения этапов соревнований в количественном составе, указанном в настоящем Положении. Время прибытия бригады для выполнения задания может быть изменено только по распоряжению Главного судьи соревнований.

1.2. Спецдежда членов бригады должна отвечать требованиям охраны труда (защита от термических рисков электрической дуги) и быть единого образца для всех членов команды.

1.3. Задание этапа «Тушение пожара в ЗРУ-10 кВ»:

Первый подэтап – «Выполнение операций по отключению оборудования ЗРУ-10 кВ для тушения пожара и допуска пожарного подразделения, оформление допуска на тушение пожара в ЗРУ-10 кВ, допуск пожарного подразделения».

Второй подэтап - «Практическое применение первичных средств пожаротушения (переносных огнетушителей) и средств защиты при ликвидации очага пожара (противень с горючей жидкостью)».

1.4. Оценку действий соревнующихся осуществляет судейская бригада, состоящая из трех человек. Возглавляет судейскую бригаду старший судья. В случае отсутствия возможности привлечения пожарной охраны, функции пожарного подразделения при прохождении этапа исполняются старшим судьей этапа или назначенным лицом из судейской бригады.

1.5. Цель этапа – определение уровня подготовки персонала при выполнении организационных и технических мероприятий, обеспечивающих допуск пожарного подразделения, профессиональных навыков и умений персонала при тушении пожара.

При выполнении бригадой работ на этапе за нормативное время насчитывается 200 баллов.

1.6. Команда должна иметь следующие документы, необходимые на этапе:

- нормальную схему ЗРУ;
- чистый бланк - допуск на тушение пожара на отключенном энергетическом оборудовании (не менее 2-х экземпляров);
- удостоверения о проверке знаний.



## 2. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ НА ЭТАПЕ

2.1. Общее время, отведенное на выполнение этапа, - 120 минут.

Контрольное время прохождения первого подэтапа - 15 минут, второго подэтапа - 60 сек. (на каждого члена бригады, участвующего в тушении).

2.2. К прохождению этапа допускается бригада в составе:

- начальник смены цеха, 5 группа по электробезопасности – 1 человек;
- дежурный электромонтер (производитель работ), 4 группа по электробезопасности – 1 человек;
- электрослесарь по ремонту оборудования не ниже 3 группы по электробезопасности – 2 человека.

2.3. Для подготовки и проведения мероприятий этапа выделяется группа обеспечения.

Рекомендуемая форма одежды группы обеспечения:

- брезентовый костюм с защитными свойствами «Тр» или костюм для сварщика;
- кожаные ботинки с защитными свойствами «Тр»;
- брезентовые рукавицы типа «Е» с защитными свойствами «Тр» с крагами.

2.4. Выполнение работ этапа бригадой должно осуществляться в соответствии с нормативной документацией по охране труда и пожарной безопасности.

2.6. После прохождения этапа, группой организационно-технической поддержки восстанавливается первоначальное состояние оборудования.

2.7. В задачу бригады обслуживания входит подготовка рабочего места, горючей смеси и ее розжиг. Перед выполнением задания второго подэтапа, каждой команде предоставляется индивидуальный «холодный» металлический противень. После завершения каждой командой-участницей второго подэтапа, бригада обслуживания полностью освобождает металлический противень от использованной смеси и заполняет его смесью для очередного участника.

2.8. Все предоставляемое оборудование (средства защиты, инструменты и приспособления) принимающая сторона укомплектовывает необходимой документацией, которая подтверждает его работоспособность и правомерность использования (сертификаты, заводские инструкции, данные о проверке и сроках испытания, эксплуатационные паспорта огнетушителей, журнал технического обслуживания огнетушителей и др.).

2.9. Перечень необходимых инструментов и материалов, средств защиты, средств пожаротушения, используемых при выполнении задания этапа:

Наименование	Кол-во
противень 1,5х1х0,2м	2
ёмкости с горючей смесью – 0,5 л. бензина, – 2,0 л. дизельного топлива; – 20 л. воды;	24 по каждой позиции
диэлектрические перчатки	5
диэлектрические боты	5
указатель напряжения 10 кВ	2
набор гаечных ключей	1
штанга для наложения переносного заземления	2
переносные заземления 10 кВ подстанционные	2
устройство для проверки исправности УВН	2
медицинская аптечка	1
респираторы	5
брезентовые рукавицы	15
костюм для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	5 штук (1 на каждого члена бригады)
плакаты, знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
каска термостойкая с защитным экраном и подшлемником	5 штук (1 на каждого члена бригады)
стойка для крепления ограждения	10 шт.
средства защиты для пожарных подразделений	в соответствии с оперативной карточкой действий персонала при пожаре
факел для поджигания	2 шт.
бензин АИ-92	согласно расчётов
керосин (дизельное топливо)	согласно расчётов
приспособление для тушения факела	1
ограждающая лента	200 метров
огнетушители углекислотные (ОУ-5)	30
огнетушители порошковые (ОП-5)	30
стеллаж для размещения СЗ	1
покрывало для изоляции очага пожара	1
канистры для воды (20-ти литровые – белые)	6
бочка с водой 200 литров	1
бочка для слива ГЖ не менее 200 литров	1
флажки (красного цвета)	10
ящик с песком объемом 0,5 м <sup>3</sup>	1
лопата совковая, лопата штыковая, метла	по 1 шт.
секундомер	2 шт.
репера	20
чистая ветошь	5кг

### 3. СЦЕНАРИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ЭТАПА

3.1. Бригада прибывает на этап в сопровождении руководителя команды в соответствии со временем, указанным в Графике прохождения этапов соревнований.

Начальник смены цеха докладывает Старшему судье этапа о прибытии бригады для выполнения задания на этапе.

В докладе необходимо указать:

- наименование команды – участника соревнований;
- порядковый номер команды в соответствии с графиком выполнения этапов;
- Ф.И.О. начальника смены цеха;
- готовность бригады к выполнению задания на этапе.

3.2. Судьи проверяют наличие удостоверений о проверке знаний норм и правил, проводят инструктаж бригады, знакомят членов бригады с рабочим местом, условиями и средствами для проведения этапа. Члены бригады подтверждают прохождение инструктажа и свою психофизиологическую готовность к выполнению этапа. Судейская бригада после завершения инструктажа бригады подписывает задание по форме приложения 1. Начальник смены цеха подписывает бланк задания в графе «ознакомлен» с проставлением фамилии, имени, отчества, даты и времени ознакомления.

3.3. При возникновении у судейской бригады этапа сомнений в соответствии правилам безопасности представленных бригадой средств защиты, инструмента, приспособлений судейская бригада может потребовать их замену на другие, аналогичные, представленные организаторами соревнований.

3.4. Порядок проверки перед применением инструмента, приспособлений, средств защиты при прохождении этапа определяется бригадой самостоятельно.

3.5. В ходе выполнения работ на этапе, члены бригады не имеют права покидать рабочее место без разрешения старшего судьи этапа, общаться с лицами, не принимающими непосредственного участия в выполнении работ на этапе, или обсуждать действия членов судейской бригады.

3.6. Участники соревнований на этапе должны выполнить:

- вывод в ремонт и подготовку оборудования ЗРУ-10 кВ для тушения пожара и допуска пожарного подразделения, оформление допуска на тушение пожара в ЗРУ-10 кВ, допуск пожарного подразделения;
- тушение пожара в специальном противне.

3.7. В первом подэтапе принимают участие:

- Начальник смены цеха, 5 группа по электробезопасности - 1 человек и дежурный электромонтер (производитель работ), 4 группа по электробезопасности - 1 человек.

Во втором подэтапе принимают участие:

- электрослесарь, не ниже 3 группы по электробезопасности - 1 человек (единоличное тушение);
- электрослесарь (с правами производителя работ), 4 группа по электробезопасности совместно с одним электрослесарем по ремонту оборудования (групповое тушение).

### 3.8. Старший судья сообщает бригаде:

Для производства работ по монтажу кабельной разделки отходящей КЛ-10 кВ она отключена и заземлена с двух сторон. Питание ЗРУ-10 кВ осуществляется от вводного выключателя 10 кВ. Вводной выключатель 10 кВ и ТН-10 кВ находятся под напряжением во включенном положении.

При производстве работ в ячейке отходящей КЛ 10 кВ по монтажу кабельной разделки произошло возгорание мастики в кабельном отсеке.

Судья отдает команду «К выполнению первого подэтапа этапа приступить». Судейская бригада включает секундомеры для начала отсчета зачетного времени.

3.9. В ходе выполнения первого подэтапа команда - участник должна выполнить следующие мероприятия:

- вывод в ремонт оборудования для допуска пожарного подразделения;
- подготовку рабочего места для обеспечения безопасного тушения пожара;
- оформление допуска на тушение пожара;
- допуск пожарного подразделения к тушению пожара;
- доклад о ликвидации очага пожара.

3.10. Окончанием подэтапа является доклад начальника смены о допуске пожарного подразделения к тушению пожара. Полностью оформленная документация сдается судьям для проверки.

### 3.11. Порядок проведения второго подэтапа.

Второй подэтапа состоит из двух частей:

- в первой части подэтапа тушение пламени в противне производится единолично одним членом бригады, не ниже 3 группы по электробезопасности - 1 человек (единоличное тушение);
- во второй части подэтапа тушение пламени в противне производится совместно двумя членами бригады в том числе один с правами производителя работ (групповое тушение).

Остальные члены бригады в проведении 2 подэтапа участия не принимают.

Старший судья этапа до начала второго подэтапа сообщает члену бригады следующие сведения для прохождения подэтапа:

- наличие и размещение защитных средств (диэлектрические перчатки, диэлектрические боты и др.);
- наличие и размещение огнетушителей;
- наличие и размещение объекта тушения (пожарный противень).

С этого момента каждый участник бригады не имеет права обращаться к судьям за любыми разъяснениями, касающимися прохождения второго подэтапа.

Участник подэтапа занимает место на линии «Старт – Финиш». Расстояние от места старта до очага возгорания не более 20 метров. Старший судья этапа отдает команду группе обеспечения «Горючую жидкость поджечь!».

Старший судья этапа зачитывает участнику бригады вводную: «Возник очаг

возгорания в пожарном противне. Приступить к тушению очага возгорания: «Марш!». По команде «Марш!» судейская бригада включает секундомеры для начала отсчета зачетного времени.

Члену бригады предоставляется право в выборе средств защиты и огнетушителя. Средства защиты и огнетушители находятся на пути следования к очагу возгорания. Отдельные средства защиты и огнетушители могут иметь дефекты или несоответствия требованиям правил. При прохождении подэтапа используется один огнетушитель. При применении второго огнетушителя бригаде начисляются штрафные баллы в размере 10 баллов за каждый дополнительный огнетушитель.

Отсчет зачетного времени второго подэтапа заканчивается после пересечения членом бригады линии «Финиш - Старт» и доклада старшему судье этапа - «Очаг пожара ликвидирован». После слова «ликвидирован», судейская бригада останавливает секундомеры. Аналогичные действия выполняются всеми участниками второго подэтапа.

Пожар считается ликвидированным, когда горение пожарного противня полностью прекращено. Отсутствуют языки пламени в пожарном противне и около него. Если до момента доклада о ликвидации очага пожара вновь появится пламя, то тушение очага пожара продолжается, и отсчет времени не заканчивается. Если очаг пожара не ликвидирован одним огнетушителем, допускается использовать второй огнетушитель. При заводском дефекте огнетушителя судейская бригада может принять решение о повторном выполнении задания второго подэтапа. Несрабатывание огнетушителя по вине завода-изготовителя определяется судейской бригадой в каждом конкретном случае.

3.12. Действия членов бригады в ходе выполнения работ на этапе, в том числе проверочные операции и замечания по состоянию оборудования, выявленные в ходе выполнения работ, должны озвучиваться - четко проговариваться и подлежат оценке со стороны судейской бригады.

3.13. Очаг возгорания - металлический противень в длину 1,5 метра, в ширину 1 метр, глубиной 20 сантиметров, в него заливается 0,5 л. бензина, 2,0 л. дизельного топлива, 20 л. воды.

3.14. Рабочее место подготовлено группой организационно-технической поддержки заранее:

- в двухлитровых пластиковых бутылках, пронумерованных по количеству команд, находится дизельное топливо. В пол литровых пластиковых бутылках, пронумерованных по количеству команд, находится бензин А-92. Предусмотрен запас всех видов расходных материалов по 2 единицы;

- на расстоянии двадцати метров от старта находятся противень, в противень заливается двадцать литров чистой воды, затем доливается дизельное топливо и бензин А-92 из выбранных по жребию бутылок;

- в десяти метрах от очага пожара находятся пять пар диэлектрических перчаток, пять пар диэлектрических бот, пять пар брезентовых рукавиц, три углекислотных пятилитровых огнетушителя, три порошковых пятилитровых огнетушителя;

- часть средств защиты и огнетушителей не исправны или не соответствуют нормам.

## 4. КРИТЕРИИ ОЦЕНОК ДЕЙСТВИЙ БРИГАДЫ

4.1. Оценка действий бригады на этапе выполняется в соответствии с требованиями настоящего Положения.

4.2. Судейская бригада на этапе осуществляет:

- допуск соревнующихся бригад на этап;
- судейство на этапе соревнований;
- выполнение графика проведения соревнований;
- инструктаж соревнующихся бригад непосредственно перед началом этапа на месте проведения этапа;
- ознакомление участников с рабочим местом;
- контроль поведения членов бригады;
- ограждение соревнующихся от посторонних лиц и помех;
- принятие решений о снятии бригады с этапа за нарушения условий соревнования;
- оформление Протоколов проведения этапа по итогам прохождения бригадой этапа и своевременную передачу их в Главную судейскую комиссию.

4.3. На рабочем месте судейской бригады должны быть:

- телефоны для связи с Главной судейской комиссией и Секретариатом;
- список участников команд;
- бланки Протоколов проведения этапа;
- Положение о проведении соревнований;
- Положение о проведении этапа;
- график прохождения этапа;
- чистые бланк - допуски на тушение пожара на отключенном энергетическом оборудовании;
- нормативно-технические документы.

4.4. Оценка действий бригады на подэтапах осуществляется в соответствии с Протоколом проведения этапа.

4.5. Руководитель команды имеет право знакомиться с результатами выступлений своей команды только по окончании прохождения этапа и оформления Протокола проведения этапа.

4.6. Максимально возможное количество набранных баллов на этапе – 200 (без учёта поощрительных баллов за сэкономленное время). В том числе за первый подэтап - 100 баллов, за второй подэтап 100 баллов (по 50 баллов за каждое тушение).

4.7. Поощрительные баллы:

- за каждую полную сэкономленную 1 минуту на первом подэтапе начисляется – 1 балл;
- за каждую полную сэкономленную 1 секунду на втором подэтапе начисляется – 1 балл.

4.8. По истечении нормативного времени, установленного для выполнения работ на этапе:

- на первом подэтапе - время останавливается, и оцениваются только действия, выполненные в ходе этапа;
- на втором подэтапе - если в установленное время огонь не потушен, за прохождение подэтапа выставляется нулевая оценка.

4.9. Нарушения, которые были допущены членами бригады во время выполнения задания и за которые снижаются или не начисляются баллы за проведение этапа или отдельных операций, фиксируются судьями этапа в Протоколе со ссылками на требования нормативно - технической документации.

4.10. При грубых нарушениях, которые могут привести к поражению членов бригады электрическим током, получению термических ожогов бригада снимается с этапа, баллы за этап ей не начисляются.

Во избежание двусмысленных и неоднозначных толкований нормативно-технической документации при оценке действия бригады считаются грубыми нарушениями в процессе выполнения работы, следующие ситуации:

- приближение членов бригады или применяемых ими приспособлений, к незаземленным токоведущим частям на расстояние менее допустимого;
- проникновение членов бригады за постоянные и временные ограждения;
- заземление токоведущих частей без проверки отсутствия напряжения;
- попадание горючих веществ на участника соревнований и загорание спецодежды, обуви на этапе тушения.

4.11. При невыполнении любого подпункта операций, отражённых в Протоколе проведения этапа, за данную операцию выставляется нулевая оценка. За каждое действие команды, выполненное с нарушением требований правил безопасности, снимается 3 балла.

4.12. Порядок начисления дополнительных штрафных баллов на этапе:

- за каждую зафиксированную судейской бригадой подсказку со стороны заинтересованных лиц снимается 20 баллов;
- за обсуждение действий судейской бригады во время прохождения этапа со стороны членов бригады или лиц, причастных к соревнующейся команде, по решению судей на этапе, командная оценка уменьшается на 10 баллов;
- за использование одного резервного огнетушителя с бригады снимается 10 баллов.

4.13. Если несколько команд наберут на этапе одинаковое количество баллов, приоритет отдается команде, выполнившей задание этапа за меньшее время.

## **5. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ**

5.1. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок).

5.2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.

5.3. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

5.4. Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним.

5.5. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.

5.6. Инструкция по тушению пожаров в электроустановках.

приложение 1  
к Положению о проведении  
этапа соревнований

### ЗАДАНИЕ НА ЭТАП

**Наименование этапа:** Тушение пожара в ЗРУ 10 кВ

**Место проведения работ:** Учебно-тренировочный полигон

**Наименование электрооборудования:** ЗРУ-10 кВ

**Команда №** \_\_\_\_\_

**Энергопредприятие** \_\_\_\_\_

**Жалобы на здоровье отсутствуют, готовность к выполнению работы подтверждена.** Бригада проинструктирована и допущена к выполнению работ на этапе.

№	Состав команды	Фамилия И.О.	Группа по ЭБ	Обязанности по безопасному ведению работ	Подписи
1.	НСЦ			Руководитель работ	
2.	ДЭМ			Производитель работ	
3.	Электрослесарь			Член бригады (производитель работ)	
4.	Электрослесарь			Член бригады	

**Задание на этап:** При производстве работ в ячейке отходящей КЛ-10 кВ по монтажу кабельной разделки произошло возгорание мастики в кабельном отсеке.

Для производства работ по монтажу кабельной разделки отходящей КЛ-10 кВ она отключена и заземлена с двух сторон. Питание ЗРУ-10 кВ осуществляется от вводного выключателя 10 кВ. Вводной выключатель 10 кВ и ТН-10 кВ находятся под напряжением во включенном положении.

Необходимо вывести в ремонт оборудование, допустить пожарное подразделение и потушить пожар.

**Первый подэтап** – «Вывод в ремонт оборудования ЗРУ-10 кВ для тушения пожара и допуска пожарного подразделения, оформление допуска на тушение пожара в ЗРУ-10 кВ, допуск пожарного подразделения».

**Второй подэтап** - «Практическое применение первичных средств пожаротушения (переносных огнетушителей) и средств защиты при ликвидации очага пожара



(противень с горючей жидкостью)».

<b>Максимальное количество баллов</b>	<b>Общее время на этап</b>	
<b>200</b> в том числе:	<b>17 минут</b>	
<b>100 баллов - 1 подэтап</b>	<b>15 минут</b>	
<b>100 баллов - 2 подэтап</b>	<b>50 баллов индивидуальное тушение</b>	<b>60 сек</b>
	<b>50 баллов групповое тушение</b>	<b>60 сек</b>

Старший судья этапа: \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

Судьи этапа: \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_ (подпись) (Ф.И.О.)

**С заданием ознакомлен:**

Руководитель работ \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

дата \_\_\_\_\_

время \_\_\_\_\_

**УТВЕРЖДАЮ**

Главный судья соревнований

«    » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Протокол проведения этапа  
«Тушение пожара в ЗРУ 10 кВ»**

**Наименование этапа:** Тушение пожара в ЗРУ 10 кВ

**Место проведения работ:** Учебно-тренировочный полигон

**Наименование электрооборудования:** ЗРУ-10 кВ

**Команда №** \_\_\_\_\_

**Дата** \_\_\_\_\_

№	Состав команды	Фамилия И.О.	Группа по ЭБ	Лицо, ответственное за безопасное проведение работ	Подписи
1.	НСЦ			Руководитель работ	
2.	ДЭМ			Производитель работ	
3.	Электрослесарь			Член бригады (производитель работ)	
4.	Электрослесарь			Член бригады	

**Перечень выполняемых операций, подлежащих оценке:**

№ п/п	Наименование операций	Оценка в баллах		Примечание
		Макс. оценка за операцию	Общая оценка судей	
1	2	3	4	5
<b>Подэтап № 1 «Вывод в ремонт оборудования ЗРУ-10 кВ для тушения пожара и допуска пожарного подразделения, оформление допуска на тушение пожара в ЗРУ-10 кВ, допуск пожарного подразделения.</b>				
1.	Наличие необходимой документации: – нормальной схемы ЗРУ	1		

№ п/п	Наименование операций	Оценка в баллах		Примечание
		Макс. оценка за операцию	Общая оценка судей	
1	2	3	4	5
	– чистых бланков - допусков на тушение пожара (2 экземпляра); – удостоверений о проверке знаний.			
2.	Выявление очага пожара, определение оборудования и необходимых мер по тушению.	1		
3.	Доклад НСС о пожаре в ЗРУ-10 кВ и необходимости вызова пожарного подразделения.	4		
4.	Уведомление НСС о выводе в ремонт 1С-10 кВ.	1		
<b>Производство переключений по выводу в ремонт 1С-10 кВ и допуск пожарного подразделения.</b>				
5.	Четкое распределение НСЦ обязанностей при производстве оперативных переключений.	4		
6.	Проверка защитных средств перед применением.	10		
7.	Выполнение переключений с применением защитных средств.	8		
8.	Производство переключений.	3		
9.	Перед производством оперативных переключений убедиться в правильности выбранного присоединения.	2		
10.	Операции по отключению выключателя по стороне 10 кВ, правильность их выполнения, соблюдение мер безопасности и проверочных операций.	16		
11.	Производство необходимых отключений в ячейке ТН-10 кВ правильность их выполнения, соблюдение мер безопасности и проверочных операций.	6		

№ п/п	Наименование операций	Оценка в баллах		Примечание
		Макс. оценка за операцию	Общая оценка судей	
1	2	3	4	5
12.	Проверка отсутствия напряжения.	16		
13.	Операции по заземлению электроустановки.	11		
14.	Ограждение рабочего места вывешивание предупреждающих и предписывающих плакатов.	3		
15.	Подготовка необходимых средств защиты для пожарного подразделения.	2		
16.	Оформление допуска на тушение пожара на отключенном энергетическом оборудовании.	3		
17.	Подготовка места заземления.	2		
18.	Присоединение заземления пожарной техники.	1		
19.	Проведение инструктажа пожарному подразделению по обеспечению безопасного тушения пожара (старшему судье этапа).	2		
20.	Оформление и выдача допуска на тушение пожара.	2		
21.	Доклад НСС о выводе в ремонт 1С-10 кВ, допуске пожарного подразделения и окончании первого подэтапа.	2		
<b>Итого по подэтапу № 1</b>		<b>100</b>		
<b>Подэтап № 2 «Практическое применение первичных средств пожаротушения (переносных огнетушителей) и средств защиты при ликвидации очага пожара (противень с горючей жидкостью)».</b>				
<b>Часть 1 «Единоличное тушение пожара в противне (электрослесарь не ниже 3 группы по электробезопасности)».</b>				
22.	Выбор необходимых средств защиты и их пригодность.	4		
23.	Выбор работоспособного огнетушителя.	6		

№ п/п	Наименование операций	Оценка в баллах		Примечание
		Макс. оценка за операцию	Общая оценка судей	
1	2	3	4	5
24.	Правильность обращения с огнетушителем.	10		
25.	Безопасность при тушении пожара.	15		
26.	Использование второго огнетушителя.	-10		
27.	Полное тушение горящего состава.	10		
28.	Проговаривание вслух всех действий.	3		
29.	Доклад НСЦ старшему судье о ликвидации пожара «Пожар ликвидирован».	2		
<b>Итого по 1-й части подэтапа</b>		<b>50</b>		
<b>Часть 2 «Групповое тушение пожара в противне (2 человека): электрослесарь (производитель работ), 4 группа по электробезопасности совместно с одним электрослесарем не ниже 3 группы по электробезопасности».</b>				
30.	Распределение обязанностей между работниками после подачи команды старшего судьи: «Приступить к тушению очага возгорания. Марш!».	1		
31.	Выбор необходимых средств защиты и их пригодность.	4		
32.	Выбор работоспособного огнетушителя.	6		
33.	Правильность обращения с огнетушителем.	10		
34.	Безопасность при тушении пожара.	15		
35.	Контроль за тушением пожара со стороны второго члена бригады.	1		
36.	Использование второго огнетушителя.	-5		
37.	Полное тушение горящего состава.	10		
38.	Проговаривание вслух всех действий.	2		

№ п/п	Наименование операций	Оценка в баллах		Примечание
		Макс. оценка за операцию	Общая оценка судей	
1	2	3	4	5
39.	Доклад НСЦ старшему судье о ликвидации пожара «Пожар ликвидирован».	1		
<b>Итого по 2-й части подэтапа</b>		<b>50</b>		
<b>Итого по подэтапу № 2</b>		<b>100</b>		
<b>Итого по этапу № 5</b>		<b>200</b>		

Время начала 1 подэтапа: \_\_\_\_\_ час. \_\_\_\_\_ мин.

Время окончания работ: \_\_\_\_\_ час. \_\_\_\_\_ мин.

Затрачено времени: \_\_\_\_\_ мин.

Время начала первого раздела 2 подэтапа: \_\_\_\_\_ час. \_\_\_\_\_ мин.

Время окончания работ: \_\_\_\_\_ час. \_\_\_\_\_ мин.

Затрачено времени: \_\_\_\_\_ сек

Время начала второго раздела 2 подэтапа: \_\_\_\_\_ час. \_\_\_\_\_ мин.

Время окончания работ: \_\_\_\_\_ час. \_\_\_\_\_ мин.

Затрачено времени: \_\_\_\_\_ сек

Экономия времени: \_\_\_\_\_ час. \_\_\_\_\_ мин.

Начислено дополнительно баллов (краткое описание причин):

\_\_\_\_\_

Снято дополнительно баллов (краткое описание причин):

\_\_\_\_\_

Всего начислено баллов с учетом дополнительного снятия и начисления:

\_\_\_\_\_

Предложение в Главную судейскую комиссию:

\_\_\_\_\_

Состав судейской бригады:

Старший судья этапа: \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)

Судьи этапа: \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)

**С результатом ознакомлен:**

Руководитель работ \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)

Дата \_\_\_\_\_

Время \_\_\_\_\_

**Бланк оценок для поощрения по номинациям соревнований**

Номинация <hr/> ФИО	Оценка (в баллах) 0 - 10			
	Старший судья	Судья 1	Судья 2	Средняя оценка
Руководитель работ				
Член бригады				
Член бригады				
Член бригады				

Старший судья этапа: \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

Судьи этапа: \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_ (подпись) (Ф.И.О.)

### **Технические требования к тренажерам**

1. Программно-технические средства (тренажеры) должны пройти аттестацию на соответствие требованиям системы добровольной сертификации.

2. Модели технологических процессов, используемых в тренажерах, должны воспроизводить нормальные режимы, режимы, связанные с нарушением параметров нормальной эксплуатации, аварийные режимы работы оборудования. Эти модели должны позволять вводить изменения параметров работы оборудования и отказы приборов контроля и регулирования.

Модели должны обеспечивать адекватную реакцию на любые, в том числе и неправильные действия соревнующихся диспетчеров с отражением процессов, соответствующим реальным режимам работы действующего оборудования.

3. Информационно-управляющий интерфейс, применяемый в тренажерах (изображения действующих мнемосхем, панелей пультов и щитов управления, измерение параметров, управляющие воздействия и др.), должен соответствовать реальным объектам.

4. Учебно-методическое обеспечение должно включать в себя руководство инструктора, руководство пользователя, перечень опытов.



**Соревнования персонала** \_\_\_\_\_  
(наименование соревнований)

**Бланк приема-передачи**  
Протоколов проведения этапа № \_\_\_\_\_

№ команды	Время окончания этапа (по протоколу)	Подпись судьи, сдавшего Протокол в Секретариат		Время получения Протокола Секретариатом	Подпись члена Секретариата	Время передачи Протокола в Главную судейскую комиссию	Подпись Главного судьи или заместителя Главного судьи, получившего Протокол		Примечание
		Фамилия	Подпись				Фамилия	Подпись	

Руководитель Секретариата соревнований \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)

**В Главную судейскую комиссию**

**Апелляция**

команды \_\_\_\_\_ на решение

судейской бригады этапа № \_\_\_\_\_

При выполнении заданий этапа № \_\_\_\_\_ судейской бригадой на этапе были сделаны следующие замечания, повлекшие за собой снижение оценки за выполнение этапа:

Суть замечаний судей и количество снятых баллов

Разъяснения (аргументация со ссылками на пункты Положения о соревнованиях, Положения о выполнении этапа соревнований, действующей НТД)

Ходатайство (суть просьбы)

Таким образом, прошу (предполагаемый результат апелляции)

Руководитель бригады (команды) \_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)

Соревнования персонала \_\_\_\_\_  
(наименование соревнований)

**«Утверждаю»**  
Главный судья соревнований  
\_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_

**Протокол**  
Решения Главной судейской комиссии  
по апелляции команды \_\_\_\_\_  
на решение судейской комиссии этапа № \_\_\_\_\_

г. \_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_  
(место проведения соревнований)

Главная судейская комиссия, рассмотрев апелляцию команды на решение судейской бригады этапа №\_\_\_\_, приняв во внимание аргументы руководителя бригады (команды) и старшего судьи на этапе,  
РЕШИЛА:

---

---

---

---

---

---

Подписи членов Главной судейской комиссии:

С решением Главной судейской комиссии ознакомлен: \_\_\_\_\_

### СПИСОК

участников \_\_\_\_\_ соревнований по профессиональному  
(уровень соревнований)  
мастерству на \_\_\_\_\_ в \_\_\_\_\_ году  
(энергопредприятие-организатор)

Фамилия, имя, отчество (полностью)	Наименование энергопредприятия	Профессия	Стаж работы		Год рождения	Образование	Сведения об участии в конкурсах или соревнованиях по профессиональному мастерству	Примечание
			на энергопредприятии	в энергосистеме				

Руководитель энергопредприятия \_\_\_\_\_  
Представитель общественной организации \_\_\_\_\_

**МАРШРУТНАЯ КАРТА  
ПРОХОЖДЕНИЯ ЭТАПОВ УЧАСТНИКОМ СОРЕВНОВАНИЙ**

Фамилия, имя, отчество \_\_\_\_\_

Профессия \_\_\_\_\_

Личный номер участника \_\_\_\_\_

Энергопредприятие \_\_\_\_\_

Дата	Время, ч, мин	Наименование этапа (место проведения)	Задание по выполнению работ на этапе	Максимальное количество баллов за выполнение заданий	Отметка судьи о выполнении задания

ИТОГО

Главный судья \_\_\_\_\_

Этап № \_\_\_\_\_  
(профессия)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение работ по этапу № \_\_\_\_\_**  
\_\_\_\_\_  
(наименование этапа)

Задание

Цель

Время на выполнение задания \_\_\_\_\_ мин. \_\_\_\_\_

**Примечания:** 1. За каждые \_\_\_\_\_ мин. просроченного времени снижается \_\_\_\_\_ баллов. За каждые \_\_\_\_\_ мин. сэкономленного времени добавляется \_\_\_\_\_ баллов. 2. Судьи на этапе имеют право добавить до \_\_\_\_\_ баллов за четкое, правильное выполнение задания.

Главный судья \_\_\_\_\_

Этап № \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (наименование этапа)

**КАРТОЧКА**

**участника соревнований** \_\_\_\_\_

(наименование соревнований)

Фамилия, имя, отчество \_\_\_\_\_

Личный номер участника соревнований \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (наименование энергопредприятия)

Задание \_\_\_\_\_

Цель \_\_\_\_\_

Наименование технологических операций и последовательность их выполнения	Максимальное количество баллов	Начислено баллов	Примечание

Итого баллов \_\_\_\_\_

Время на выполнение задания \_\_\_\_\_ мин.

Начало работ \_\_\_\_\_ час \_\_\_\_\_ мин.

Окончание работ \_\_\_\_\_ час \_\_\_\_\_ мин.

Снято (-), добавлено (+) баллов за просроченное (сэкономленное) время \_\_\_\_\_

Добавлено судьями баллов \_\_\_\_\_

Начислено судьями баллов по операции \_\_\_\_\_

Всего начислено баллов \_\_\_\_\_

Старший судья \_\_\_\_\_

Судьи этапа \_\_\_\_\_

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ г.

**Примечания:** 1. За каждые \_\_\_\_\_ мин просроченного времени снижается \_\_\_\_\_ баллов. За каждые \_\_\_\_\_ мин сэкономленного времени добавляется \_\_\_\_\_ баллов. 2. Судьи на этапе имеют право добавлять до \_\_\_\_\_ баллов за четкое, правильное выполнение задания.

Главный судья \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (профессия)

**ПЕРЕЧЕНЬ  
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УПУЩЕНИЙ, ЗА КОТОРЫЕ  
МОГУТ БЫТЬ СНИЖЕНЫ БАЛЛЫ  
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВЫПОЛНЕНИЯ КОНТРОЛЬНОГО ЗАДАНИЯ  
НА ЭТАПЕ**

Содержание ошибок, упущений	Количество снижаемых баллов

Главный судья \_\_\_\_\_



## УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

### **Методические рекомендации по работе с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ**

#### **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1. Настоящие Методические рекомендации по работе с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ (далее – Методические рекомендации) разработаны в соответствии п.7 Плана работы Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ на 2020-2021 годы, утвержденного Решением 56-го заочного заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

2. Методические рекомендации носят исключительно рекомендательный характер и устанавливают порядок обучения безопасным методам и приемам работы, проведения инструктажа и проверки знаний по вопросам охраны труда лиц, подлежащих страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, и иных лиц, привлекаемых к работам в организациях электроэнергетической отрасли, а также требования к другим формам и методам работы с персоналом.

3. В организациях предусматриваются следующие основные формы работы с персоналом:

- организация профессионально-технической подготовки, обучения безопасным методам и приемам работы;
- проверка знаний в объеме должностной инструкции или квалификационных требований, в том числе по вопросам охраны труда и технической эксплуатации (далее - проверка знаний);
- стажировка, дублирование;
- проведение инструктажей по вопросам охраны труда, пожарной безопасности, безаварийной и безопасной эксплуатации оборудования (далее - инструктажи);
- повышение квалификации, обучение специальным видам работ;
- проведение противоаварийных и противопожарных тренировок;
- проведение занятий по пожарно-техническому минимуму;
- проведение периодических медицинских осмотров;
- контроль состояния условий и охраны труда.

Требования к методам и формам работы по каждому направлению определяются национальными нормативными актами государств-участников СНГ.

4. Планирование и организация обучения персонала при подготовке, переподготовке, получении второй профессии и повышении квалификации, в том числе безопасным методам и приемам работы, осуществляются специалистом, выполняющим функции по комплектованию и подготовке кадров, или по совместительству назначенным приказом нанимателя работником под руководством кадровой службы организации с привлечением специалистов других структурных подразделений организации.

5. Руководство процессом подготовки и повышения квалификации работников, другой работой с персоналом возлагается на руководителя организации и его заместителей в соответствии с распределением обязанностей.

Работа с персоналом организуется и проводится в соответствии с перспективными, годовыми и месячными планами, утверждаемыми руководителем (заместителем руководителя) организации.

Годовые планы работы с персоналом должны предусматривать следующие мероприятия:

- подготовку новых кадров;
- повышение квалификации рабочих, руководителей и специалистов;
- обучение смежным профессиям и специальным видам работ;
- проверку знаний;
- проведение противопожарных и противоаварийных тренировок;
- проведение дней и недель охраны труда;
- проверку состояния рабочих мест руководителями организации;
- проведение периодического медицинского осмотра;
- проведение соревнований, смотров-конкурсов и др.

На основании годового плана работы с персоналом организации составляются годовые планы работы с персоналом по каждому структурному подразделению и утверждаются техническим руководителем организации.

Годовые планы работы с персоналом в структурном подразделении, кроме предусмотренных годовым планом организации, должны предусматривать:

- проведение противопожарных (противоаварийных) тренировок по структурному подразделению;
- проведение инструктажей;
- проверку рабочих мест руководителями структурного подразделения;
- проверку выполнения организационных и распорядительных документов по работе с персоналом, обеспечению безопасных и здоровых условий труда.

Ежемесячно в планы работы структурного подразделения включаются мероприятия по работе с персоналом с учетом годового плана-графика и текущей производственной деятельности.

6. Для проведения обучения безопасным методам и приемам работы, повышения квалификации, переподготовки, получения другой (смежной) профессии,

проведения инструктажей и проверки знаний в организации создаются в соответствии с типовыми положениями:

- кабинет охраны труда;
- техническая библиотека, обеспечивающая возможность пользоваться учебными пособиями, книгами по относящимся к профилю объекта техническим и экономическим отраслям знания, нормативными правовыми и техническими актами, локальными нормативными актами.

На электростанциях, электрических и тепловых сетях для проведения профессионально-технической подготовки персонала должны быть оборудованы технические кабинеты, учебные классы, полигоны, тренажерные пункты для обучения и тренировки.

7. В организации приказом ее руководителя создаются комиссии для проверки знаний по вопросам охраны труда, технической эксплуатации и пожарной безопасности (далее - комиссия для проверки знаний), квалификационные комиссии для присвоения разрядов рабочим и категорий специалистам.

8. Перед проверкой знаний в комиссии для проверки знаний организуется предэкзаменационная подготовка (курсы, семинары, лекции, собеседования, консультации, самоподготовка и другие занятия). О дате и месте проведения проверки знаний, формах предэкзаменационной подготовки работник уведомляется не позднее чем за 15 дней.

9. В организации на основании настоящих Методических рекомендаций, других нормативных правовых и технических актов, локальных нормативных актов должен быть разработан перечень необходимых документов для организации и проведения обучения, инструктажа и проверки знаний работников по вопросам охраны труда.

10. Организации, командирующие персонал на другие объекты, несут ответственность за соответствие его квалификации и наличие допуска к выполнению работ повышенной опасности, знание и выполнение им требований правил, инструкций по охране труда, инструкций о мерах пожарной безопасности и производственных инструкций.

11. В случае расхождения положений Методических рекомендаций с законодательством государств-участников СНГ применяются положения национального законодательства.

## **2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ\***

В настоящих Методических рекомендациях используются следующие термины и определения.

**Дублирование** – управление энергоустановкой или несение других функций на рабочем месте, исполняемые под наблюдением лица, ответственного за подготовку дублера.

\* В случае несовпадения формулировок терминов и определений государств-участников СНГ принимается формулировка в соответствии с национальным законодательством.

**Обслуживание оборудования** – эксплуатация, ремонт, наладка и испытание оборудования, а также пусконаладочные работы на нем.

**Обучение работников другим (смежным) профессиям** – это обучение лиц, которые уже имеют профессию, с целью получения новой профессии с начальным или более высоким уровнем квалификации.

**Оперативно-ремонтный персонал** – ремонтный персонал, специально обученный и подготовленный для оперативного обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним энергоустановок.

**Оперативные руководители** – категория работников, осуществляющих оперативное руководство в смене работой закрепленных за ними энергетических объектов (электрических сетей, тепловых сетей, электростанции и др.) и подчиненного им персонала.

**Оперативный персонал** – категория работников, осуществляющая оперативное управление оборудованием (осмотр и обслуживание при несении смены, оперативные переключения, подготовку рабочего места, допуск и надзор за работающими по нарядам и распоряжениям), в порядке текущей эксплуатации, в том числе по утвержденным производственным инструкциям при выполнении периодически повторяющихся опасных работ.

**Организации электроэнергетики** – хозяйствующие субъекты в области производства, передачи, распределения и диспетчеризации электрической и тепловой энергии, в том числе в области комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

**Охрана труда** – система сохранения жизни, здоровья и работоспособности работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационные, технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

**Повышение квалификации** – форма дополнительного профессионального образования, позволяющая поддерживать, расширять, углублять и совершенствовать ранее приобретенные профессиональные знания, умения и навыки. Повышение квалификации подтверждается выдачей соответствующих удостоверений или свидетельств образовательных учреждений либо иных организаций в соответствии с законодательством.

**Подготовка работников** – первоначальное профессиональное обучение людей, принятых на предприятие, которые раньше не имели профессии.

**Предэкзаменационная подготовка** – форма подготовки персонала к проверке знаний, включающая тематические консультации, семинары, курсы, самостоятельную подготовку (рефераты на заданную тему для руководителей, специалистов и служащих, изучение норм, правил и инструкций в объеме требований программы обучения по профессии и по вопросам охраны труда для рабочих специальностей).

**Профессиональная переподготовка** – получение дополнительных знаний, умений и навыков по образовательным программам дополнительного профессионального образования, предусматривающим изучение отдельных дисциплин, разделов науки, техники и технологии, необходимых для выполнения нового вида профессиональной деятельности. По результатам прохождения

профессиональной переподготовки работники получают квалификационные свидетельства по новой профессии, специалисты – диплом установленного образца.

**Работа с персоналом** – деятельность организации, обеспечивающая готовность персонала к выполнению профессиональных функций, поддержание и контроль необходимого профессионального уровня знаний, навыков и умений персонала для выполнения им производственных функций, определенной работы или группы работ, а также направленная на соблюдение требований законодательства в области охраны труда, сохранения жизни и здоровья работников энергетических предприятий на производстве.

**Ремонт** – комплекс операций по восстановлению исправности изделия (установки) и восстановлению его (ее) ресурса или их составных частей.

**Ремонтный и наладочный персонал** – категория работников, выполняющих техническое обслуживание, ремонт, наладку, испытания и техническое диагностирование оборудования, зданий и сооружений, электрических станций, электрических и тепловых сетей.

**Специальная подготовка** – форма поддержания квалификации работника путем его систематической тренировки в управлении производственными процессами, в том числе на учебно-тренировочных средствах, формирования его знаний, умений и навыков, проработки организационно-распорядительных документов и разбора аварий, пожаров и случаев производственного травматизма.

**Специальные виды работ** – виды работ, для выполнения которых необходимо пройти обучение по программам на специализированных курсах в учреждениях образования, обеспечивающих получение профессионально-технического образования (профессионально-технические училища, профессионально-технические лицеи, профессионально-технические колледжи), и (или) в учреждениях образования, обеспечивающих повышение квалификации и переподготовку кадров (учебные центры, учебные комбинаты, отделения учреждений, обеспечивающих получение профессионально-технического образования, курсы, учебные пункты) (далее – учреждения образования).

**Стажировка** – практическое освоение на рабочем месте навыков выполнения работы или группы работ, закрепление знаний, приобретенных в ходе профессиональной подготовки. Стажировка проводится под руководством ответственного лица.

**Техническое обслуживание** – комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия (установки) при использовании его (ее) по назначению, хранении или транспортировке, выполняемых в плановом порядке.

**Эксплуатация** – использование объекта (изделия) по назначению, включающее транспортирование, хранение, техническое обслуживание, техническое диагностирование, ремонт (группа технологически и (или) организационно связанных видов деятельности).

**Энергетический объект** – электрическая станция, котельная, электрическая и тепловая сеть, подстанция, диспетчерский центр (пункт, центр управления) и другие объекты, на которых осуществляется генерация, передача/транспорт, диспетчеризация и сбыт тепловой и электрической энергии.

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

**КТЦ** – котлотурбинный цех.

**КЦ** – котельный цех.

**ОВБ** – оперативно-выездная бригада.

**ПТС** – предприятие тепловых сетей.

**ПЭС** – предприятие электрических сетей.

**РДС** – районная диспетчерская служба.

**РК** – районная котельная.

**РЭС** – район электрических сетей.

**ТЦ** – топливный цех.

**ТЭС** – тепловая электростанция.

**ЦТАИ** – цех тепловой автоматики и измерений.

**ЭЦ** – электроцех.

### 3. ПРИЕМ НА РАБОТУ

3.1. При приеме персонала на работу соответствующие специалисты организации выявляют общую и специальную подготовку работников, их пригодность к выполнению функций по выбранной профессии (специальности):

- специалистом кадровой службы устанавливаются наличие общей и специальной подготовки работника (образования), соответствие ее квалификационным требованиям по данной профессии (специальности);

- руководитель структурного подразделения по предъявленным документам, результатам собеседования выявляет общую и специальную подготовку работников, необходимость обучения или повышения квалификации. Разъясняет обязанности, функции и права по профессии (специальности), условия труда, характерные особенности и требования, предъявляемые к работнику.

При подборе кадров на должности ответственных лиц, оперативных руководителей и работников, связанных с производством работ повышенной опасности или обслуживанием опасных производственных объектов, рекомендуется применять методы психофизиологического тестирования.

3.2. Принимаемый на работу должен пройти предварительный медицинский осмотр в соответствии с требованиями для данной профессии (специальности), условиями труда и вредными (опасными) факторами, наличие которых установлено по результатам оценки (аттестации) рабочего места по условиям труда и (или) паспортизации санитарно-технического состояния условий труда.

3.3. Направление на предварительный медицинский осмотр выписывается специалистом профильного подразделения или представляется справка о состоянии здоровья, включающая заключения специалиста нарколога и психиатра.

3.4. С лицами, признанными по состоянию здоровья годными к выполнению работ по данной профессии, не имеющими противопоказаний к работе с вредными (опасными) факторами, имеющими достаточный уровень общей и специальной

подготовки, заключается трудовой договор, оформляется приказ, с которым работник должен быть ознакомлен под роспись, выдается удостоверение по охране труда согласно Приложению 1 с записью о результатах медицинского осмотра. Специалист по подготовке кадров знакомит с правилами внутреннего трудового распорядка под роспись.

3.5. Удостоверение по охране труда является документом, подтверждающим право нахождения на рабочих местах, предусмотренных для данной профессии в период производственного обучения и стажировки, а после проверки знаний - право самостоятельной работы. Дата выдачи удостоверения определяет начало работы с принятым работником, которую необходимо провести для допуска к самостоятельной работе по следующим направлениям, установленным нанимателем для работника:

- ознакомление с правилами внутреннего трудового распорядка;
- проведение вводного инструктажа;
- проведение первичного инструктажа на рабочем месте;
- выдача средств индивидуальной защиты;
- организация и проведение обучения;
- стажировка;
- проверка знаний по вопросам охраны труда и технической эксплуатации;
- дублирование;
- допуск к самостоятельной работе.

3.6. Вводный инструктаж проводится специалистом по охране труда по утвержденной руководством организации программе. При наличии в организации пожарной охраны вводный инструктаж по пожарной безопасности проводится должностным лицом этой охраны.

3.7. Первичный инструктаж на рабочем месте с работником проводится руководителем участка (структурного подразделения) по утвержденной руководством организации программе первичного инструктажа или перечню инструкций по охране труда для данного рабочего места.

3.8. Принимаемые в организацию работники без подготовки по специальности (профессии) обязаны пройти профессиональное обучение в объеме требований квалификационной характеристики по профессии, квалификационному разряду (классу, категории, квалификации) и видами работ, установленными нанимателем для этой специальности (профессии) в соответствии с требованиями нормативных правовых актов государств-участников СНГ.

3.9. Принятый на работу или переведенный на рабочее место с другого структурного подразделения организации работник допускается к самостоятельной работе после проверки знаний по вопросам охраны труда в объеме и сроки, установленные руководством организации, с оформлением в удостоверении по охране труда.

3.10. Работники, прошедшие обучение в учреждениях образования, на курсах, дополнительно с учетом местных условий и оборудования проходят стажировку и проверку знаний в организациях, где они будут работать.

3.11. Оперативный персонал электростанций, тепловых и электрических сетей до назначения на самостоятельную работу или при переводе на другую оперативную работу обязан в соответствии с утвержденной программой пройти в сроки, установленные руководством организации:

- необходимую теоретическую подготовку;
- производственное обучение на рабочем месте;
- стажировку;
- проверку знаний нормативных правовых и технических актов, локальных нормативных актов по охране труда, производственных и должностных инструкций и инструкций по охране труда в объеме, установленном для данной должности (профессии);
- дублирование;
- противоаварийные и противопожарные тренировки.

3.12. При положительных результатах проверки знаний производится запись в удостоверении по охране труда и при отсутствии дополнительных требований (стажировка, дублирование, противоаварийные и противопожарные тренировки и др.) оформляется приказ (распоряжение) о допуске к самостоятельной работе по профессии (специальности).

3.13. При неудовлетворительных результатах проверки знаний работнику не позднее чем через месяц назначается повторная проверка знаний.

При повторном неудовлетворительном результате проверки знаний в установленном законодательством порядке решается вопрос о дальнейшем трудоустройстве работника.

#### **4. ОРГАНИЗАЦИЯ ОБУЧЕНИЯ И ПРОВЕРКИ ЗНАНИЙ РАБОТНИКОВ ПО ПРОФЕССИИ И ПО ВОПРОСАМ ОХРАНЫ ТРУДА**

4.1. Обучение безопасным методам и приемам работы (далее - обучение) при подготовке, переподготовке, получении второй профессии, повышении квалификации работников организуют специалисты, выполняющие функции по подготовке кадров, с привлечением специалистов других структурных подразделений организации.

4.2. Лица, совмещающие несколько профессий (должностей), проходят обучение, инструктаж и проверку знаний по основной и совмещаемым профессиям (должностям).

4.3. Лица, замещающие временно отсутствующих работников, дополнительно проходят обучение и проверку знаний в объеме требований по замещаемым профессиям (должностям).

4.4. Перед выполнением работ на объектах, отнесенных к категории опасных производственных объектов, работники обучаются применению средств индивидуальной защиты, первичных средств пожаротушения, действиям в аварийных ситуациях в порядке, определяемом организациями, эксплуатирующими данные объекты.

4.5. Обучение и проверка знаний по профессии и по вопросам охраны труда работников проводятся при подготовке, переподготовке, получении второй



профессии, повышении квалификации в соответствии с соответствующими нормативными правовыми актами государств-участников СНГ.

4.6. Учебные планы и программы при подготовке работников по профессиям должны предусматривать теоретическое обучение по вопросам охраны труда (далее - теоретическое обучение) и производственное обучение безопасным методам и приемам труда (далее - производственное обучение).

Теоретическое обучение осуществляется в рамках специального учебного предмета «Охрана труда» и (или) соответствующих разделов специальных дисциплин в объеме не менее 10 часов.

4.7. При обучении профессиям работников, занятых на работах с повышенной опасностью, предмет «Охрана труда» преподается в объеме не менее 60 часов в учреждениях, обеспечивающих получение профессионально-технического образования, и не менее 20 часов - на курсах непосредственно в организации.

4.8. Программы теоретического обучения по вопросам охраны труда на производстве разрабатываются по профессиям и видам работ, согласовываются со специалистом по охране труда и утверждаются техническим руководителем организации. Объем знаний по вопросам охраны труда в программах обучения должен соответствовать требованиям, установленным нанимателем для данной профессии (вида работ).

4.9. Производственное обучение проводится под руководством преподавателя, мастера (инструктора) производственного обучения или высококвалифицированного рабочего в учебных лабораториях, мастерских, цехах, на полигонах, рабочих местах, специально создаваемых в организациях. При отсутствии необходимой учебно-материальной базы допускается проведение производственного обучения на существующих рабочих местах.

Продолжительность производственного обучения профессиям рабочих, занятых на работах с повышенной опасностью, устанавливается не менее 12 рабочих дней, других работ - не менее 4 рабочих дней по программам, разработанным с учетом функций и выполняемых работ.

Допускается включать в составляемые программы производственного обучения программы теоретического обучения по вопросам охраны труда в соответствии с требованиями пунктов 4.6 - 4.8 настоящих Методических рекомендаций. При этом программы производственного обучения должны быть согласованы со специалистом по охране труда.

4.10. Подготовка, переподготовка, получение второй профессии, повышение квалификации по профессии работников заканчиваются экзаменом в квалификационной комиссии. В экзаменационные билеты включаются вопросы по охране труда.

4.11. Обучение профессиям работников, занятых на работах с повышенной опасностью, завершается стажировкой, квалификационным экзаменом и экзаменом по охране труда.

4.12. К проведению специальных работ (сварочных, на газовом оборудовании, с грузоподъемными механизмами и др.) допускаются лица, прошедшие обучение и

проверку знаний в соответствии с требованиями нормативных правовых актов для этих работ.

Допуск к выполнению специальных работ производится после проверки знаний в комиссии организации, оформляется в журнале проверки знаний по вопросам охраны труда согласно Приложению 2 или протоколе согласно Приложению 3 и в удостоверении по охране труда в разделе «Результаты проверки знаний специальных правил по охране труда».

4.13. Обучение и проверка знаний по вопросам охраны труда при переподготовке (переобучении) работников, освоении второй (смежной) профессии осуществляются в том же порядке, что и при первоначальном обучении по профессии. Допускается обучение по сокращенной программе с учетом ранее изученного материала и уровня подготовки работника.

4.14. Работники, имеющие перерыв в работе по профессии более одного года, проходят повторное обучение, стажировку и проверку знаний перед допуском к самостоятельной работе.

4.15. Работники, принятые или переведенные на работы с повышенной опасностью, к самостоятельной работе допускаются после прохождения обучения, стажировки и проверки знаний.

4.16. Обучение оперативного и оперативно-ремонтного персонала электрических станций, электрических и тепловых сетей для вновь вводимых в эксплуатацию агрегатов, оборудования должны быть завершены не позднее чем за 1 месяц до начала пусковых операций на новой установке.

До начала обучения подготавливается полный комплект производственных, должностных инструкций и инструкций по охране труда для всех профессий и должностей, схемы и другая техническая документация для вновь вводимого оборудования и сооружений.

Для каждого действующего и вновь вводимого энергетического оборудования (объекта) организации должны быть заблаговременно составлены программы обучения принимаемых и переводимых на работу по другой профессии работников с указанием сроков подготовки.

Сроки подготовки принятого на работу персонала устанавливаются в соответствии с программами индивидуальной подготовки с учетом сложности профессии и специальности, объема необходимых технических знаний и производственных навыков.

Программы для подготовки работников к обслуживанию вводимого оборудования электрических станций, тепловых или электрических сетей утверждаются техническим руководителем. В программы обучения включаются темы по охране труда применительно к местному оборудованию и условиям работы.

4.17. Программы обучения на производстве при необходимости пересматриваются после установки нового или реконструкции действующего оборудования и сооружений, принципиального изменения схем и режимов работы, а также в связи с принятием новых нормативных правовых актов, технических нормативных правовых актов, локальных нормативных актов по охране труда или

внесением изменений и (или) дополнений в них и по мере совершенствования методов и средств обучения персонала.

4.18. Направление принимаемых работников в учебные центры для подготовки по специальности производится кадровой службой после оформления приема на работу и включения в списки повышения квалификации работников организации. Возраст, пол и состояние здоровья лиц, направляемых на обучение, должны соответствовать требованиям действующего законодательства по данной профессии или виду работ.

4.19. При невозможности организации учебной группы для теоретических занятий (групповой подготовки) каждый обучающийся индивидуально изучает теоретический курс, используя программу обучения по вопросам охраны труда, под руководством руководителя или специалиста структурного подразделения, в которое принят работник.

4.20. При индивидуальном обучении на рабочих местах подготавливаемый работник приказом по организации прикрепляется к квалифицированному работнику (наставнику).

4.21. После окончания индивидуального обучения на производстве, а также после стажировки лиц, прошедших обучение в учебном центре, проводится проверка знаний ими нормативных правовых актов, технических нормативных актов, локальных нормативных правовых актов по охране труда, производственных и должностных инструкций, инструкций по охране труда в комиссии организации.

4.22. Руководитель организации с учетом требований соответствующих нормативных правовых актов утверждает перечень профессий работников, которые должны проходить стажировку, и устанавливает ее продолжительность в зависимости от квалификации работников и видов выполняемых ими работ, но не менее 2 рабочих дней.

4.23. Работники, занятые на работах с повышенной опасностью, а также на объектах, поднадзорных государственным органам специализированного надзора и контроля, проходят периодическую проверку знаний по вопросам охраны труда в сроки, установленные соответствующими нормативными правовыми актами, но не реже одного раза в год.

4.24. Перечень профессий работников, которые должны проходить проверку знаний по вопросам охраны труда, утверждается руководителем организации на основании требований соответствующих нормативных правовых актов и с учетом примерного перечня работ с повышенной опасностью согласно Приложению 4.

4.25. Проверку знаний работников по вопросам охраны труда проводит комиссия организации или комиссия структурного подразделения с оформлением в журнале проверки знаний или протоколе. Результат проверки знаний вносится в удостоверение по охране труда и личную карточку прохождения обучения (если она применяется) согласно Приложению 5.

4.26. При обучении, стажировке работников в других государствах-участниках СНГ допуск их к работе осуществляется после проверки знаний по профессии и по вопросам охраны труда в соответствии с национальным законодательством.

4.27. Внеочередная проверка знаний проводится по требованию представителей государственных, ведомственных органов надзора и контроля, эксплуатирующей организации и руководителя организации.

4.28. Организации, которые привлекают к работам обучающихся и воспитанников учреждений образования, проводят их обучение, инструктаж, стажировку и проверку знаний по вопросам охраны труда в соответствии с национальными нормативными правовыми актами государств-участников СНГ.

4.29. Допуск работников к самостоятельной работе после прохождения подготовки в необходимом объеме и проверки знаний осуществляется руководителем организации или структурного подразделения и оформляется соответственно приказом или распоряжением на основании записи в журнале проверки знаний (протоколе проверки знаний) по вопросам охраны труда.

Для профессий и видов работ, по которым не требуется проверка знаний, после перерыва в работе, при присвоении 1-й группы по электробезопасности допуск к самостоятельной работе оформляется в журнале регистрации инструктажа по охране труда или в порядке, установленном национальным законодательством.

## **5. ОРГАНИЗАЦИЯ ОБУЧЕНИЯ И ПРОВЕРКИ ЗНАНИЙ РУКОВОДИТЕЛЕЙ И СПЕЦИАЛИСТОВ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫМ НАВЫКАМ И ПО ВОПРОСАМ ОХРАНЫ ТРУДА**

5.1. Руководители и специалисты, принятые на работу в организацию, проходят вводный инструктаж в соответствии с требованиями раздела 9.

5.2. Обучение руководителей и специалистов осуществляется по учебным планам и программам и примерного перечня вопросов для обучения и проверки знаний по вопросам охраны труда руководителей и специалистов согласно Приложению 6.

5.3. Принятые на работу (переведенные на другую должность) руководители и специалисты допускаются к самостоятельной деятельности после ознакомления их с должностными обязанностями, в том числе по охране труда, нормативными правовыми и техническими актами, локальными нормативными актами по охране труда, соблюдение требований которых входит в их должностные обязанности, условиями и состоянием охраны труда в структурных подразделениях (на объектах).

5.4. На основании примерного перечня должностей руководителей и специалистов, которые должны проходить проверку знаний по вопросам охраны труда, согласно Приложению 7 руководитель организации утверждает соответствующий перечень в организации.

5.5. Для каждого действующего и вновь вводимого энергетического оборудования (объекта) организации должны быть заблаговременно составлены программы обучения принимаемых и переводимых на другую должность руководителей и специалистов с указанием сроков подготовки. В программы обучения включаются темы по охране труда применительно к местному оборудованию и условиям работы.

Программы обучения на производстве оперативных руководителей, руководителей и специалистов всех уровней утверждаются техническим руководителем (главным диспетчером) соответствующих организаций.

5.6. При необходимости специалисты, принятые или переведенные на работы, связанные с ведением технологических процессов, эксплуатацией, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, коммуникаций, зданий и сооружений, а также занятые на подземных работах, перед допуском к самостоятельной работе проходят стажировку по занимаемой должности.

5.7. Стажировку проводит должностное лицо, назначенное приказом руководителя организации. Руководитель организации утверждает перечень должностей специалистов, которые должны проходить стажировку, и определяет ее продолжительность.

5.8. Не позднее месяца со дня назначения на должность и периодически в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, но не реже одного раза в три года, руководители и специалисты согласно утвержденному перечню проходят проверку знаний по вопросам охраны труда.

5.9. Проверка знаний по вопросам охраны труда руководителей и специалистов проводится с учетом их должностных обязанностей и характера производственной деятельности, а также требований нормативных правовых и технических актов, локальных нормативных актов по охране труда, соблюдение которых входит в их должностные обязанности.

5.10. Перечень вопросов (экзаменационные билеты) для проверки знаний по вопросам охраны труда руководителей и специалистов разрабатывается с учетом специфики производственной деятельности на основе примерного перечня вопросов для обучения и проверки знаний по вопросам охраны труда руководителей и специалистов.

5.11. Руководителям и специалистам, прошедшим проверку знаний по вопросам охраны труда, выдается удостоверение по охране труда.

5.12. Внеочередная проверка знаний руководителей и специалистов по вопросам охраны труда проводится:

- при переводе руководителя или специалиста на другое место работы или назначении его на должность, где требуются дополнительные знания по охране труда;
- при принятии актов законодательства, содержащих требования охраны труда. При этом осуществляется проверка знаний только данных актов законодательства;
- по требованию государственного или ведомственного органа надзора и контроля;
- по решению руководителя организации или другого должностного лица, ответственного за организацию охраны труда, при выявлении нарушений требований охраны труда или недостаточном знании нормативных правовых и технических актов, локальных нормативных актов по охране труда, которые могут привести или привели к аварии, несчастному случаю на производстве и другим тяжелым последствиям;
- при перерыве в работе в данной должности более одного года.

5.13. Специалисты, выполняющие работы по профессиям работников или видам работ повышенной опасности, проходят обучение, инструктаж и проверку знаний по профессии и по вопросам охраны труда в соответствии с разделом 4 настоящих Методических рекомендаций.

## **6. СТАЖИРОВКА**

6.1. Работники, принятые или переведенные на работу по новой должности, профессии, после прохождения обучения по видам работ с повышенной опасностью, а также оперативный и оперативно-ремонтный персонал перед проверкой знаний должны пройти стажировку на рабочем месте с целью приобретения практических навыков выполнения технологических операций, безопасных методов и приемов труда.

6.2. Во время стажировки работники выполняют работу под руководством назначенных приказом (распоряжением) руководителя (заместителя) организации мастеров, бригадиров, инструкторов или высококвалифицированных работников, имеющих стаж практической работы по данной профессии или виду работ не менее трех лет.

За руководителем стажировки может быть закреплено не более двух работников. Руководители стажировки и работники, проходящие стажировку, должны быть ознакомлены с приказом (распоряжением) о прохождении стажировки.

6.3. Руководитель организации с учетом требований соответствующих нормативных правовых актов утверждает перечень профессий работников, которые должны проходить стажировку, и устанавливает ее продолжительность (но не менее двух рабочих дней) в зависимости от квалификации работников и видов выполняемых ими работ.

6.4. При подготовке, переподготовке, получении второй профессии, повышении квалификации работников (кроме оперативного и оперативно-ремонтного персонала) на рабочих местах стажировка может не проводиться.

6.5. На время стажировки оперативного и оперативно-ремонтного персонала приказом (распоряжением) руководителя организации назначаются ответственные лица (из числа высококвалифицированного оперативного и оперативно-ремонтного персонала), под руководством которых работники выполняют свои функции.

6.6. Подготовка оперативного и оперативно-ремонтного персонала для вновь вводимого энергетического оборудования проводится на аналогичном действующем оборудовании данной или другой организации.

В организации, где проводится стажировка персонала, должны быть назначены лица, ответственные за подготовку стажеров, и составлена программа стажировки, которая утверждается техническим руководителем этой организации.

6.7. Сроки стажировки оперативного персонала устанавливаются руководством организации в зависимости от квалификации работника, но не менее 5 смен (рабочих дней).

6.8. После стажировки должна быть проведена проверка знаний. Проверка знаний работников, проходивших стажировку в других организациях, проводится комиссией этой организации (структурного подразделения) с участием представителя

организации, направившей его на подготовку. Контроль за обучением персонала осуществляет представитель организации, для работы в которой он готовится.

## **7. ДУБЛИРОВАНИЕ**

7.1. После проверки знаний в соответствии с заключением комиссии по проверке знаний вновь принятый или переводимый с другой работы работник допускается к исполнению обязанностей на рабочем месте под наблюдением и руководством опытного работника (наставника) - дублированию. Список профессий (должностей), которым необходимо проходить дублирование, утверждается техническим руководителем организации в соответствии с требованиями национального законодательства и нормативных правовых актов.

7.2. Срок дублирования на рабочем месте устанавливается техническим руководителем организации, при этом для профессий (должностей), к которым предъявляются повышенные требования безопасности труда, дублирование должно быть не менее 12 смен, если иное не установлено национальным законодательством.

7.3. Допуск работника к дублированию на рабочем месте, его начало и окончание оформляются:

- для оперативных руководителей организаций, начальников смен электрических станций, дежурного персонала электрических и тепловых сетей - распоряжением технического руководителя организации;
- для другого оперативного персонала структурного подразделения - распоряжением начальника соответствующего структурного подразделения.

7.4. В распоряжениях о допуске к дублированию указываются срок дублирования и работник, ответственный за дублирование. Распоряжение должно доводиться до сведения ответственного за дублирование работника и дублера под роспись.

За все действия дублера отвечает в равной мере как работник, ответственный за дублирование, так и проходящий дублирование.

7.5. Лица, впервые подготавливаемые на должность диспетчеров всех уровней, начальников смен электростанций, цехов, энергоблоков, дежурных подстанций, перед дублированием по основной должности проходят обучение, стажировку, проверку знаний и дублирование на основных рабочих местах смены согласно Приложению 8.

В зависимости от квалификации и характера предыдущей работы подготавливаемого работника в каждом отдельном случае техническим руководителем определяются рабочие места и сроки прохождения дублирования.

7.6. В течение срока дублирования обучаемый должен пройти не менее двух противоаварийных (общие или индивидуальные), совмещенных с противопожарными, тренировок (учебную и контрольную) в объеме, определяемом должностными обязанностями. Количество тренировок и их тематика определяются руководителем (для оперативных руководителей организации) или руководителем структурного подразделения (для дежурного персонала структурного подразделения).

7.7. О допуске к дублированию и самостоятельной работе дежурных диспетчеров, начальников смен электростанций, диспетчеров электрических сетей,

дежурных диспетчеров основных подстанций должна быть уведомлена соответствующая диспетчерская служба организации.

7.8. Если во время дублирования работник не приобрел навыков оперативной работы или получил неудовлетворительную оценку при проведении противоаварийной тренировки, допускается продление срока дублирования. Дублирование не может быть продлено более чем на половину установленного программой подготовки срока дублирования.

Продление срока дублирования оформляется распоряжением в порядке, установленном для назначения дублирования. Возможность допуска к самостоятельной работе после окончания срока дублирования определяют лица, контролирующие обучение и дублирование.

7.9. Контроль за качеством дублирования персонала осуществляют руководитель структурного подразделения (для рабочих) и технический руководитель организации (для инженерно-технических работников).

7.10. После окончания подготовки и прохождения дублирования, успешного прохождения противоаварийной и противопожарной тренировки работник допускается к самостоятельной работе приказом по организации с уведомлением всех заинтересованных лиц.

7.11. Дублирование назначается также при перерыве в работе оперативного персонала электрических станций и сетей от трех недель до двух месяцев в течение одной - двух смен перед допуском к работе.

При перерыве в работе дежурного персонала от двух до шести месяцев срок дублирования должен быть увеличен до шести смен.

## **8. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ КОМИССИИ ДЛЯ ПРОВЕРКИ ЗНАНИЙ**

8.1. Комиссия для проверки знаний по вопросам охраны труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности, должностных и производственных инструкций (далее - комиссия для проверки знаний) создается в организации приказом ее руководителя. Центральную комиссию организации возглавляет, как правило, технический руководитель организации. В ее состав могут включаться руководители и специалисты профильных подразделений, уполномоченные представители профсоюзов, представители государственных органов надзора и контроля (при необходимости и по согласованию с этими органами).

8.2. С учетом структуры, численности работников и специфики деятельности в организации могут быть созданы несколько комиссий, а также комиссии структурных подразделений.

Комиссии структурных подразделений организаций создаются из числа работников этих подразделений и возглавляются его руководителем.

8.3. Состав комиссии для проверки знаний рабочих, руководителей и специалистов утверждается приказом по организации и должен быть не менее пяти человек. Персональный состав членов комиссии на каждую проверку (не менее трех человек) устанавливается председателем комиссии в зависимости от профессии или должности экзаменуемого работника.



8.4. В организации приказом руководителя или другими локальными нормативными актами должен быть установлен порядок работы комиссии для проверки знаний, в котором отражены организационные требования и установлена ответственность за обеспечение их выполнения должностными лицами.

При наличии в организации нескольких комиссий должен быть определен перечень профессий и должностей работников, сдающих экзамен в каждой комиссии.

8.5. Руководители (заместители) структурных подразделений организации, кроме перечисленных в пункте 8.9, а также члены комиссий для проверки знаний структурных подразделений проходят проверку знаний в комиссии организации.

Комиссия по проверке знаний правомочна принимать решение при участии в ее работе не менее половины состава комиссии (не менее трех человек). Участие в работе комиссии ее председателя либо заместителя председателя является обязательным.

8.6. Решение комиссии по проверке знаний принимается большинством голосов присутствующих членов комиссии и оформляется в журнале проверки знаний по охране труда или протоколом, который подписывается председателем (заместителем председателя) и членами комиссии, принимавшими участие в ее работе. В случае равенства голосов решение принимается председателем комиссии. Журнал проверки знаний по охране труда (протокол) хранится не менее пяти лет после внесения последней записи.

8.7. При отсутствии в составе комиссии организации (структурного подразделения) специалистов необходимой квалификации (для присвоения группы по электробезопасности, проверки знаний специальных правил) к работе в ней могут привлекаться специалисты из других комиссий организации (структурного подразделения), представители органов государственного надзора и контроля (по согласованию с этими органами).

8.8. Проверка знаний проводится в индивидуальном порядке путем устного опроса или с применением компьютерной техники в объеме требований нормативных правовых и технических актов, локальных нормативных актов, соблюдение требований которых входит в квалификационные (должностные) обязанности работника.

Применение компьютерной техники рекомендуется перед проверкой знаний в комиссии по проверке знаний или квалификационной комиссии как тестирование по специально разработанным программам для профессии (должности) по видам работ, знанию инструкций по охране труда, специальных правил, правил устройства и безопасной эксплуатации для оценки уровня профессиональных знаний и подготовки к экзаменам.

8.9. Руководитель организации, его заместители, ответственные за организацию охраны труда, главные специалисты, руководители (специалисты) служб охраны труда, члены комиссии организации, иные должностные лица организации проходят проверку знаний в комиссии вышестоящей организации или комиссии республиканского органа государственного управления.

Перечень должностей руководителей и специалистов организаций, которые должны проходить проверку знаний по вопросам охраны труда в названных комиссиях, определяется указанными органами и вышестоящими организациями.

8.10. Проверка знаний по вопросам охраны труда и технической эксплуатации проводится:

- первичная;
- периодическая;
- внеочередная.

8.11. Первичная проверка знаний работников проводится после обучения и подготовки по новой должности (профессии), при переводе на работу по новой должности (профессии) или при переводе из другой организации, структурного подразделения и может быть совмещена с проверкой знаний в квалификационной комиссии организации.

8.12. Первичная проверка знаний лиц, указанных в пункте 8.9., должна проводиться в сроки, установленные вышестоящим органом управления, но не позднее 1 месяца со дня назначения их на должность.

8.13. Периодическая проверка знаний должна проводиться не реже одного раза в три года для руководителей и специалистов и не реже одного раза в год для рабочих.

Периодическая проверка знаний правил технической эксплуатации, пожарной безопасности проводится для работников всех категорий не реже одного раза в три года.

Периодическая проверка знаний норм и правил охраны труда, специальных правил работников, выполняющих работы повышенной опасности, непосредственно осуществляющих управление и ремонт энергетического оборудования, оперативного персонала (электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей), инженерно-технических работников, непосредственно осуществляющих обслуживание, ведение режима, ремонт, испытание и наладку энергетического оборудования, - не реже одного раза в год.

Оперативно-диспетчерский персонал проверку знаний законодательства, норм и правил охраны труда, специальных правил проходят один раз в два года.

8.14. Внеочередная проверка знаний может назначаться председателем (заместителем) комиссии организации по проверке знаний, руководителем (заместителем) организации, структурного подразделения, специалистами вышестоящей организации, специалистами по охране труда, надзорными органами, а также по результатам проверок рабочих мест при расследовании несчастных случаев, аварий и отказов, пожаров, при выявлении грубых нарушений нормативных правовых и технических актов, локальных нормативных актов по охране труда, незнании безопасных методов и приемов труда.

8.15. Внеочередная проверка знаний также назначается:

- при вводе в действие новых или переработанных норм, правил и инструкций;
- при вводе в эксплуатацию нового оборудования, реконструкции или изменении главных электрических и технологических схем - по решению технического руководителя организации;

- при получении неудовлетворительной оценки по результатам проведенной контрольной противоаварийной или противопожарной тренировки (для оперативного персонала).

Внеочередная проверка знаний наряду с основаниями, указанными в пунктах 4.27, 5.12 и 8.14, должна быть проведена не позднее чем через 1 (один) месяц после установления ее необходимости, срок очередной проверки по графику при этом не изменяется.

8.16. Объем знаний для каждой категории работников устанавливается руководителем структурного подразделения и утверждается руководителем (заместителем) организации:

- для рабочих в соответствии с функциональными обязанностями в объеме требований, инструкций, норм, правил и других локальных документов, знание которых необходимо для данной профессии;

- для специалистов и руководителей в соответствии с функциональными обязанностями в объеме, установленном должностной инструкцией и при наличии подчиненного персонала в объеме требований норм, правил и инструкций для рабочих мест подчиненного персонала.

8.17. В организациях ежегодно должны составляться графики проверки знаний, утверждаемые председателем комиссии по проверке знаний, с указанием лиц, подлежащих проверке знаний в текущем году, календарной даты. Для лиц, указанных в пункте 8.9, график проверки знаний утверждается председателем (заместителем) комиссии вышестоящей организации.

8.18. Председателями комиссий по проверке знаний назначаются:

- для лиц, указанных в пункте 8.9 настоящих Методических рекомендаций, – руководители (заместители) вышестоящих организаций;

- для начальников смены электростанций и цехов, диспетчеров тепловых и электрических сетей, руководителей (заместителей) структурных подразделений организации – руководители (заместители) этих организаций;

- для специалистов и рабочих структурных подразделений – руководители структурных подразделений.

8.19. Проверка знаний руководителей организаций электроэнергетики должна проводиться с обязательным участием представителей надзорных органов.

8.20. Проверка знаний специальных правил по устройству и безопасной эксплуатации оборудования, подконтрольного надзорным органам, у специалистов, выполняющих работы по проектированию, строительству, наладке и эксплуатации оборудования, а также у председателей и членов экзаменационных комиссий организаций проводится в соответствии с требованиями действующих нормативных документов надзорных органов.

8.21. Проверка знаний должна проводиться индивидуально в устной или письменной форме, при этом допускается использование компьютерной техники и других систем контроля знаний. Знание экзаменуемых работников оценивается по двухбалльной системе оценок: удовлетворительно – «сдал», «прошел»,

неудовлетворительно – «не сдал», «не прошел». Удовлетворительная оценка определяется решением большинства членов комиссии.

В случае использования компьютерной техники и неудовлетворительной оценки уровня знаний экзаменационная комиссия задает устные дополнительные вопросы. При неправильных ответах на большинство дополнительных вопросов выставляется неудовлетворительная оценка. При общей неудовлетворительной оценке уровня знаний заданные дополнительные вопросы, ответы и оценка каждого вопроса регистрируются в протоколе заседания экзаменационной комиссии, который хранится вместе с журналом (протоколом) проверки знаний по охране труда.

8.22. Результаты проверки знаний оформляются в журнале проверки знаний по охране труда или протоколе и вносятся в удостоверение по охране труда работников. Журнал проверки знаний по охране труда комиссии организации (протокол) хранится у специалиста (в службе) по охране труда, журнал проверки знаний по охране труда структурного подразделения хранится у руководителя (заместителя) структурного подразделения.

8.23. Во время нахождения на рабочем месте, при выполнении работ (исполнении служебных обязанностей) работник должен иметь удостоверение по охране труда при себе. При отсутствии удостоверения или при наличии просроченной даты проверки знаний в удостоверении работник в установленном порядке должен быть отстранен от работы.

8.24. Для работников, получивших при проверке знаний неудовлетворительную оценку, вопрос проведения дополнительной подготовки и назначения внеочередной проверки или принятия решения по результатам уже проведенной проверки принимается администрацией организации. К самостоятельной работе работник может быть допущен только при положительной оценке знаний.

При проведении внеочередной проверки знаний у работника, получившего неудовлетворительную оценку, присутствие представителя комитета профсоюза обязательно.

8.25. С работниками, получившими неудовлетворительную оценку при повторной внеочередной проверке знаний, вопрос о дальнейшей работе решается в соответствии с требованиями национального законодательства государств-участников СНГ.

8.26. Оперативный персонал электрических станций, электрических и тепловых сетей, имевший перерыв в работе более 6 месяцев, перед допуском к работе проходит проверку знаний в объеме, установленном для персонала, вновь подготавливаемого на данную должность, а также дублирование на рабочем месте не менее 6 смен.

## **9. ПРОВЕДЕНИЕ ИНСТРУКТАЖЕЙ**

9.1. По характеру и времени проведения инструктажи подразделяют на:

- вводный;
- первичный на рабочем месте;
- повторный;
- внеплановый;
- целевой.

Для повышения уровня знаний и совершенствования методов безаварийной и безопасной работы кроме перечисленных выше инструктажей все работники, связанные непосредственно с эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей, должны проходить ежемесячные инструктажи по безаварийной и безопасной работе (на рабочем месте) по утвержденному тематическому годовому плану.

9.2. Вводный инструктаж проводится с лицами при:

- приеме их на постоянную или временную работу в организацию;
- участии в производственном процессе, привлечении к работам в организации или на ее территории, выполнении работ по заданию организации (по заключенному с организацией договору);
- прохождении производственной практики.

Вводный инструктаж проводится также с работниками других организаций, в том числе командированными, при участии их в производственном процессе или выполнении работ на территории организации.

9.3. Вводный инструктаж проводится по программам (инструкциям), утвержденным руководителем организации, которые разрабатываются с учетом специфики деятельности организации на основании примерного перечня вопросов программы вводного инструктажа согласно Приложению 9.

9.4. Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда или специалист организации, на которого возложены эти обязанности, в кабинете охраны труда с использованием технических средств обучения и наглядных пособий.

При наличии в организации пожарной, газоспасательной и медицинской служб вводный инструктаж по соответствующим разделам программы вводного инструктажа может быть дополнен инструктажем, проводимым работниками указанных служб.

9.5. Регистрация вводного инструктажа осуществляется в журнале регистрации вводного инструктажа по охране труда по форме согласно Приложению 10.

При территориальной удаленности структурного подразделения руководителем организации могут возлагаться обязанности по проведению вводного инструктажа на руководителя данного структурного подразделения (кроме случаев приема на постоянную или временную работу в организацию). Регистрация вводного инструктажа в этом случае осуществляется в журнале регистрации вводного инструктажа по месту его проведения.

9.6. Первичный инструктаж на рабочем месте до начала работы проводят с лицами:

- принятыми на работу;
- переведенными из одного структурного подразделения организации в другое или с одного объекта на другой;
- участвующими в производственном процессе, привлеченными к работам в организации или выполняющими работы по заданию организации (по заключенному с организацией договору).

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится также с работниками других организаций, командированными, а также работниками организаций, выполняющих работы по договорам подряда, при участии их в производственном процессе или выполнении работ на территории организации. В этом случае инструктаж проводит руководитель работ при участии представителя организации (ее структурного подразделения), на территории которой проводятся работы, с оформлением в журнале инструктажа подразделения, в котором они будут работать.

9.7. Первичный инструктаж на рабочем месте проводится индивидуально с практическим показом безопасных приемов и методов труда. Допускается проводить первичный инструктаж с группой лиц, обслуживающих однотипное оборудование в пределах общего рабочего места.

9.8. Первичный инструктаж на рабочем месте проводится по утвержденной руководителем организации программе, составленной с учетом особенностей производства (выполняемых работ) и требований нормативных правовых актов по охране труда, или по инструкциям по охране труда по профессии и видам работ согласно перечню инструкций, утвержденному для этого рабочего места. Примерный перечень вопросов программы первичного инструктажа приведен в Приложении 11.

В журнале регистрации инструктажа по охране труда или личной карточке прохождения обучения указываются наименования программы первичного инструктажа или номера инструкций по охране труда, по которым проведен инструктаж.

9.9. Повторный инструктаж проводится не реже одного раза в шесть месяцев по программе первичного инструктажа на рабочем месте или по инструкциям по охране труда для профессий и видов работ согласно перечню инструкций, утвержденному для этого рабочего места.

Повторный инструктаж проводится индивидуально или с группой лиц, обслуживающих однотипное оборудование в пределах общего рабочего места и по одной профессии.

Перечень профессий и должностей работников, освобождаемых от первичного или повторного инструктажа на рабочем месте, а также для которых предусматривается проведение инструктажей по тематическим годовым планам согласно пункту 9.1, составляется службой охраны труда и утверждается руководителем (заместителем) организации.

9.10. Внеплановый инструктаж проводится с работниками, для которых предусмотрено проведение первичного или повторного инструктажа, при:

- принятии новых нормативных правовых и технических актов, локальных нормативных актов по охране труда или внесении изменений и дополнений к ним;
- изменении технологического процесса, схем и режимов работы оборудования, замене или модернизации оборудования, приборов и инструмента, сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда;
- нарушении нормативных правовых и технических актов, локальных нормативных актов по охране труда, которое привело или могло привести к аварии, несчастному случаю на производстве и другим тяжелым последствиям;
- перерывах в работе по профессии (в должности) более шести месяцев;

- поступлении информации об авариях и несчастных случаях, происшедших в других организациях.

Внеплановый инструктаж проводится также по требованию представителей государственных и ведомственных органов надзора и контроля, вышестоящих государственных органов (организаций), должностного лица организации, на которого возложены обязанности по обеспечению охраны труда, при нарушении нормативных правовых и технических актов, локальных нормативных актов по охране труда.

Внеплановый инструктаж с работниками, связанными с управлением, обслуживанием и ремонтом энергетического оборудования, проводится при перерывах в работе более одного месяца.

9.11. Внеплановый инструктаж проводится индивидуально или с группой лиц, работающих по одной профессии (должности). Объем и содержание инструктажа определяются в зависимости от причин и обстоятельств, вызвавших необходимость его проведения.

9.12. Целевой инструктаж проводят при:

- выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности (погрузка, разгрузка, уборка территории и др.);
- ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф;
- производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск, выдается письменное распоряжение;
- проведении экскурсий в организации;
- организации массовых мероприятий (походы, спортивные соревнования и др.).

9.13. Работники, связанные непосредственно с эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей (оперативный и оперативно-ремонтный персонал), должны проходить инструктажи по безаварийной работе по утвержденному тематическому годовому плану не реже одного раза в три месяца.

Тематический годовой план проведения инструктажей составляется на основании тем, сформированных по инструкциям, нормативной и распорядительной документации по эксплуатации, действий по выявлению и локализации нарушений в работе оборудования с учетом равномерного распределения вопросов по месяцам в течение года.

Рекомендуется в тематический годовой план включать вопросы по охране труда в объеме, установленном для данной профессии (должности), распределив их по темам в течение года с учетом повторения не реже одного раза в шесть месяцев.

9.14. Первичный, повторный, внеплановый, целевой инструктаж, а также инструктаж по безаварийной работе проводит руководитель работ (начальник производства, цеха, смены, участка, мастер, инструктор и другие должностные лица).

Инструктаж завершается проверкой знаний темы, по которой проводился инструктаж, устным опросом или с помощью технических средств обучения, а также проверкой приобретенных навыков безопасных методов и приемов работы лицом, проводившим инструктаж.

В случае отсутствия работника на рабочем месте при проведении повторного, внепланового или инструктажа по безаварийной работе (отпуск, болезнь и др.) инструктаж должен быть проведен перед допуском к работе по всем пропущенным темам.

9.15. Проведение первичного, повторного, внепланового, целевого инструктажей и стажировки подтверждается подписями лиц, проводивших и прошедших инструктаж, в журнале регистрации инструктажа на рабочем месте согласно Приложению 12 или в личной карточке проведения обучения (в случае ее применения).

В случае проведения целевого инструктажа с лицами, выполняющими работы по наряду-допуску, отметка о его проведении производится в наряде-допуске, а при работе по письменному распоряжению - в журнале инструктажа на рабочем месте.

Допускается оформление инструктажа при выполнении работ по распоряжению в журнале учета работ по распоряжениям (журнал выдачи заданий) с сохранением требований по оформлению проведения инструктажа.

При оформлении допуска по телефону содержание инструктажа должно фиксироваться средствами звукозаписи (обычно на магнитофоне у дежурного диспетчера).

При регистрации внепланового инструктажа в журнале регистрации инструктажа указывается причина его проведения.

9.16. Журнал регистрации вводного инструктажа по охране труда и журнал регистрации инструктажа по охране труда на рабочем месте должны быть пронумерованы, прошнурованы и скреплены печатью. Журнал регистрации вводного инструктажа по охране труда заверяется подписью руководителя организации или уполномоченного им лица. Журнал регистрации инструктажа по охране труда на рабочем месте заверяется подписью руководителя организации или структурного подразделения. Срок хранения названных журналов - десять лет после внесения последней записи.

9.17. Внеплановые инструктажи дежурного персонала на удаленных объектах организаций допускается проводить по телефону. Перечень таких рабочих мест, порядок проведения и регистрации определяются руководством организации.

9.18. Оперативный персонал электрических станций, электрических и тепловых сетей, имевший перерыв в работе от трех недель до двух месяцев, перед допуском к работе проходит инструктаж по пропущенной теме тематического годового плана проведения повторных инструктажей и внеплановый инструктаж, касающийся происшедших за этот период изменений в состоянии оборудования, схем, инструкций, режимов работы.

9.19. На электрических станциях, электрических и тепловых сетях инструктажи проводятся:

- рабочим – руководителем работника в структурном подразделении (мастером, начальником смены, начальником лаборатории и др.);

- специалистам – руководителем (заместителем) структурного подразделения (цеха, участка, службы, района электрических сетей);



- начальникам смен структурных подразделений электростанций, котельных, дежурных подстанций – начальником (заместителем) структурных подразделений;
- начальникам смен электростанций – техническим руководителем (заместителем);
- диспетчерам электрических и тепловых сетей – начальником (заместителем) диспетчерских служб этих подразделений.

Ответственность за организацию и проведение инструктажей в структурных подразделениях несут их руководители.

## **10. ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ**

10.1. Руководство процессом подготовки, переподготовки (на новую должность, специальность) и повышения квалификации работников возлагается на руководителя организации.

10.2. Планирование, организация и контроль за подготовкой, переподготовкой и повышением квалификации работников осуществляются специалистом кадровой службы или по совместительству другим работником под руководством кадровой службы организации. В сметах затрат организаций должны предусматриваться затраты на подготовку кадров.

10.3. Подготовка, переподготовка и повышение квалификации работников осуществляются по планам, программам, разрабатываемым специалистом по подготовке кадров совместно с руководителями структурных подразделений и утверждаемым руководителем (заместителем) организации.

10.4. Для подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала создаются учебные центры, которые оборудуются техническими средствами обучения: полигонами, учебными классами, тренажерами, компьютерной техникой, видеоманитофонами, макетами, стендами и др.

10.5. Повышение квалификации работников должно носить непрерывный характер и состоять из различных форм профессионального обучения. Один раз в 3 - 5 лет такое обучение осуществляется с отрывом от производства или на рабочем месте.

Для рабочих специальностей минимальные сроки обязательного повышения квалификации с отрывом от производства определяются требованиями соответствующих Правил, при их пересмотре или введении новых технических нормативных правовых актов.

10.6. Повышение квалификации работников включает:

- самостоятельную подготовку работника по индивидуальной программе;
- производственно-техническое обучение;
- периодическое повышение квалификации (один раз в 3 - 5 лет).

10.7. Самостоятельная подготовка применяется при подготовке работников к квалификационным экзаменам, предэкзаменационной подготовке к периодической проверке знаний, в том числе по вопросам охраны труда.

При организации самостоятельной подготовки должны быть определены сроки, ответственные, время для возможности посещения технической библиотеки, учебных классов, получения консультаций и др.

Самостоятельная подготовка проводится с оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом без отрыва от производства с выдачей заданий, тем, вопросов для изучения и проверкой их усвоения, в том числе в связи с простым оборудования в резерве, в ремонте, в вынужденном простое.

10.8. Производственно-техническое обучение в рамках повышения квалификации осуществляется в организациях с целью комплексного изучения производственных вопросов, современной экономики, использования современной техники и технологии, законодательства, передового опыта и других вопросов, направленных на решение конкретных производственных задач.

Для проведения производственно-технического обучения руководителей и специалистов в организациях разрабатываются годовые планы и программы для проведения производственно-экономических или целевых семинаров, курсов.

10.9. Программы занятий на производственно-технических курсах для рабочих, оперативного, оперативно-ремонтного персонала и специалистов энергетических предприятий должны предусматривать получение необходимых теоретических знаний, а также изучение:

- технологического процесса работы обслуживаемого оборудования и его связи с общим технологическим процессом работы электростанций или сетей;

- конструкций оборудования, устройств защиты, блокировок, регулирования, сигнализации и управления;

- условий и способов ведения экономичного режима;

- передовых методов работы, а также путей повышения производительности труда;

- правил технической эксплуатации, правил техники безопасности, правил пожарной безопасности, противопожарных и эксплуатационных циркуляров, типовых и местных производственных инструкций, а также технических нормативных правовых актов;

- обзоров, выпускаемых по итогам расследования и анализа аварий, пожаров и несчастных случаев, прошедших на электростанциях и в сетях, а также обобщения опыта безопасной и безаварийной работы других организаций;

- экономики, оплаты труда, законодательства.

10.10. Для оперативного и оперативно-ремонтного персонала, занятого на обслуживании энергетического оборудования, предусматривается проведение непрерывного производственно-технического обучения - специальная профессиональная подготовка.

Специальная профессиональная подготовка оперативного и оперативно-ремонтного персонала должна проводиться систематически без отрыва (техническая учеба) и с отрывом от исполнения основных функций систематически в зависимости от занимаемой должности или работы по профессии составлять от 5 до 20% продолжительности его рабочего времени.

Специальная профессиональная подготовка осуществляется по программам и планам, составляемым в организациях и структурных подразделениях для каждой должности (профессии), утверждаемым руководителем (заместителем) организации, и включает:

- разработку и проведение учебных противоаварийных и противопожарных тренировок, имитационных упражнений и других операций, приближенных к производственным;
- изучение конструктивных особенностей оборудования при проведении ремонтов, монтаже непосредственно на оборудовании;
- выполнение тренировочных занятий на оборудовании, тренажерных комплексах;
- подготовку по предлагаемой руководителем теме с целью проработки на занятиях рефератов, докладов, обзоров и др.;
- пересмотр и корректировку оперативной документации (схем, бланков переключений и др.);
- изучение и анализ оперативной и другой информации и нормативных документов применительно к видам деятельности;
- анализ отклонений при проведении технологических процессов, пусков и остановов оборудования;
- изучение внесенных изменений в схемы и оборудование обслуживаемых объектов и их влияние на технологический процесс;
- ознакомление с текущими распорядительными документами по вопросам обеспечения надежности и безопасности;
- изучение обзоров несчастных случаев и технологических нарушений, анализ обстоятельств и причин их возникновения, а также мероприятий по их предупреждению;
- изучение отдельных требований правил технической безопасности, правил технической эксплуатации, правил пожарной безопасности, правил устройства и безопасной эксплуатации, инструкций по эксплуатации оборудования и других документов, содержащих требования безопасности для рабочих мест и видов выполняемых работ;
- проведение диагностических и реабилитационных мероприятий с применением имеющихся средств психотерапии и физиотерапии.

10.11. Периодическое повышение квалификации направлено на углубление профессиональных знаний и опыта в соответствии с требованиями научно-технического прогресса, экономического и социального развития, а также для удовлетворения индивидуальных потребностей работника в повышении своего профессионального уровня.

10.12. Подготовка и переподготовка по новой специальности (должности) осуществляются в учебных центрах, учреждениях образования.

10.13. Подготовка и переподготовка оперативных работников на должности оперативных руководителей организаций электроэнергетики должны

предусматривать теоретическую и производственную подготовку со стажировкой на действующих объектах, предэкзаменационную подготовку, проверку знаний, дублирование (или кратковременную работу в течение 3 - 5 смен) на основных рабочих местах оперативного персонала, руководителями которых они будут являться, согласно Приложению 8.

Необходимость каждого этапа подготовки (переподготовки) оперативных руководителей устанавливается в зависимости от профессионального образования, уровня технических знаний, стажа практической работы по смежным должностям, занимаемой должности перед подготовкой по новой должности и с учетом сложности обслуживаемого оборудования и объекта.

10.14. Для строящихся или реконструируемых энергетических объектов должны предусматриваться подготовка, переподготовка и повышение квалификации работников до ввода их в действие.

Продолжительность опережающей подготовки персонала определяется в зависимости от мощности вводимого оборудования, сложности технологических процессов, опыта предыдущей работы.

## **11. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ И ПРОТИВОАВАРИЙНЫЕ ТРЕНИРОВКИ**

11.1. Задачей противопожарных тренировок является обучение персонала:

- быстрым и правильным действиям в условиях реального пожара по его тушению и эвакуации людей;
- правильному применению средств пожаротушения;
- предотвращению возможных аварий оборудования и травм персонала во время пожаров;
- четкому взаимодействию с личным составом пожарных частей в соответствии с оперативным планом пожаротушения.

11.2. Порядок проведения противопожарных тренировок устанавливается в соответствии с требованиями национального законодательства государств-участников СНГ.

11.3. Каждый работник из числа оперативного и ремонтного персонала электростанций, электрических и тепловых сетей, персонала постоянных участков ремонтных организаций, обслуживающих эти объекты, должен участвовать не реже одного раза в полугодие в одной плановой противопожарной тренировке.

По решению технического руководителя организации один раз в год к указанным тренировкам по отдельной программе могут привлекаться инженерно-технические работники и служащие других подразделений, в том числе и работники организаций, непосредственно связанные с эксплуатацией, наладкой и испытанием энергетического оборудования.

11.4. Оперативно-диспетчерский персонал электрических и тепловых сетей должен ежегодно участвовать не менее чем в одной противопожарной тренировке на своем рабочем месте и принять участие каждым диспетчерским подразделением в подготовке и проведении не менее чем одной совмещенной противоаварийной и противопожарной тренировке на объекте, а именно:

- районной диспетчерской службы - на одной из подстанций;

- центральной диспетчерской службы - на одной из электростанций или крупной подстанции энергосистемы.

11.5. Руководители и специалисты, служащие и рабочие вспомогательных подразделений (складов, автобаз, гаражей и др.) должны проходить не менее одной противопожарной тренировки в год по программе, утвержденной руководством организации.

11.6. Программы цеховых и объектовых противопожарных тренировок разрабатываются руководителями тренировок и утверждаются техническим руководителем организации. Темы противопожарных тренировок составляются с учетом происшедших в структурных подразделениях или в энергосистеме пожаров, пожарной опасности технологического процесса производства и обеспечения надежности работы оборудования.

11.7. Противопожарные тренировки допускается совмещать с противоаварийными тренировками персонала, особенно на оборудовании с повышенной пожарной опасностью.

11.8. Периодичность и объем противопожарных тренировок с работниками организаций, не занимающимися эксплуатацией, обслуживанием, ремонтом, наладкой и испытанием энергетического оборудования на электростанциях и в сетях, устанавливаются решением руководства организации с учетом требований готовности работников к действиям при возникновении пожарной опасности.

11.9. Порядок проведения противоаварийных тренировок устанавливается в соответствии с требованиями национального законодательства государств-участников СНГ.

11.10. Задачами противоаварийных тренировок являются:

- систематическая проверка способности персонала самостоятельно, быстро и правильно ориентироваться в аварийных режимах;
- обучение персонала способам и приемам предупреждения аварийных ситуаций и их локализации;
- выработка навыков в ликвидации аварийных ситуаций на объектах и четких действий в соответствии с правилами и производственными инструкциями;
- проверка сработанности смен, умения координировать действия;
- отработка навыков по оказанию доврачебной помощи и освобождению пострадавшего от действия электрического тока.

11.11. Оперативный и оперативно-ремонтный персонал энергетических объектов должен участвовать не реже одного раза в 3 месяца в одной из намеченных графиком противоаварийных тренировок.

На вновь вводимых энергетических объектах организаций в течение первых 2 лет эксплуатации число тренировок может быть увеличено с учетом отработки основных возможных аварийных ситуаций за этот период.

11.12. Графики и тематика противоаварийных тренировок, общих для всей организации, а также для структурных подразделений, составляются в начале года и утверждаются техническим руководителем организации. Противоаварийные

тренировки, как правило, проводятся на рабочих местах или тренажерах. Допускается использование и других технических средств.

11.13. Для персонала смены, при дежурстве которой произошла авария или отказ в работе по вине оперативного или оперативно-ремонтного персонала, распоряжением технического руководителя организации, начальника диспетчерской службы, начальника структурного подразделения может быть назначена дополнительная тренировка по проработке допущенных ошибок.

11.14. Для персонала, принятого на работу (после прохождения дублирования на рабочем месте), дежурных и лиц, которые по какой-либо причине не участвовали в плановой тренировке (отпуск, болезнь и др.) проводятся индивидуальные тренировки.

11.15. Лица, участвующие в тренировках, обязаны строго соблюдать требования правил и производственных инструкций. Запрещается производить операции с оборудованием, механизмами и аппаратами управления (ключами, рубильниками, приводами задвижек, вентилей и др.) и другие действия, не предусмотренные программой тренировки.

Время проведения противопожарных и противоаварийных тренировок включается в рабочее время участвующих в их проведении.

11.16. Результаты проведения противопожарных и противоаварийных тренировок фиксируются в специальных журналах, форма которых приведена в соответствующих технических нормативных правовых актах.

11.17. С работником, который по какой-то причине не участвовал в плановой тренировке или получившим при проведении тренировки неудовлетворительную оценку действий, в срок не более 10 дней проводится индивидуальная (или повторная) тренировка.

При повторной неудовлетворительной оценке действий при проведении тренировки работник отстраняется от самостоятельной работы и должен пройти внеочередную проверку знаний, объем и сроки проведения которой устанавливаются руководителем организации или структурного подразделения.

11.18. Рабочие, служащие и инженерно-технические работники, связанные с обслуживанием пожароопасных объектов или с выполнением огневых работ, проходят обучение по пожарно-техническому минимуму в системе производственного обучения в целях совершенствования пожарно-технических знаний, правил пожарной безопасности исходя из особенностей технологического процесса производства, а также для более детального ознакомления с имеющимися средствами пожаротушения и действиями при ликвидации возможных пожаров.

Для персонала, проходящего непрерывное производственно-техническое обучение, противоаварийные и противопожарные тренировки в соответствии с требованиями пунктов 11.4 и 11.5, занятия по пожарно-техническому минимуму могут не проводиться.

11.19. Занятия по пожарно-техническому минимуму проводятся не реже 1 раза в 2 года по программе, утвержденной руководителем (заместителем) организации.

## **12. ПРОВЕДЕНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКИХ МЕДИЦИНСКИХ ОСМОТРОВ**

12.1. Планирование, организация и контроль за своевременным проведением периодических медицинских осмотров осуществляются ответственными структурными подразделениями.

12.2. Для организации и проведения периодических медицинских осмотров руководителем организации издается приказ, которым определяются сроки, ответственные лица за составление графика, обеспечение явки работников согласно графику в медучреждение, контроль за проведением медосмотра, получение заключительного акта о результатах прохождения медосмотра.

12.3. По результатам проведения периодического медицинского осмотра работодателем издается приказ, которым утверждаются лечебно-профилактические и реабилитационные мероприятия, разработанные по результатам заключительного акта.

12.4. С лицами, не прошедшими медицинский осмотр или признанными негодными по состоянию здоровья, вопрос допуска к работе решается в соответствии с законодательством.

## **13. КОЛЛЕКТИВНЫЕ И ОБЩЕСТВЕННЫЕ ФОРМЫ РАБОТЫ С ПЕРСОНАЛОМ**

13.1. В организациях должна быть разработана и функционировать система управления охраной труда, определяющая структуру управления, взаимодействие элементов управления, обязанности по охране труда работников организации, мероприятия по профилактике травматизма и обеспечению соблюдения законодательства в области охраны труда.

13.2. В организациях должно предусматриваться проведение следующих основных коллективных и общественных форм работы с персоналом:

- ежемесячные производственные совещания в структурных подразделениях, сменах по подведению итогов работы за прошедший период и постановка задач на предстоящий месяц;

- организация соревнований, конкурсов профессионального мастерства;

- организация соревнований, конкурсов бригад, подразделений, организаций по соблюдению правил и норм безопасности, санитарно-гигиенического состояния на рабочих местах;

- организация работы по наглядной агитации, информационному обеспечению;

- организация смотра-конкурса на лучшую организацию работы по охране труда;

- организация и проведение обучающих семинаров по актуальным вопросам охраны труда с работниками, специалистами и общественными инспекторами профсоюзов по охране труда.

13.3. В организациях должно предусматриваться проведение следующих видов проверок рабочих мест:

- контроль за соблюдением законодательства об охране труда руководителями и специалистами организации в соответствии с их должностными обязанностями;

- контроль по охране труда, осуществляемый службой охраны труда организации;

- периодический контроль за соблюдением требований законодательства об охране труда, осуществляемый представителями нанимателя с участием общественных инспекторов профсоюзов по охране труда (уполномоченных лиц по охране труда работников) (трехступенчатый контроль);

- производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;

- контроль соблюдения требований Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей;

- контроль санитарно-технического состояния условий и охраны труда;

- обходы и осмотры рабочих мест оперативного и оперативно-ремонтного персонала организаций электроэнергетики.

13.4. Контроль за соблюдением законодательства об охране труда руководителями и специалистами организации осуществляется в соответствии с их должностными обязанностями и системой управления охраной труда в организации.

13.5. В организациях должна проводиться систематическая проверка рабочих мест руководителями организаций и производственных структурных подразделений. При наличии персонала с круглосуточным дежурством такие проверки должны производиться в выходные и праздничные дни, а также в ночное время.

13.6. Проверки рабочих мест оперативного персонала организаций электроэнергетики проводятся с целью:

- выполнения персоналом нормативных правовых актов, технических нормативных правовых актов, локальных нормативных правовых актов по охране труда, производственных и должностных инструкций, поддержания установленного режима работы оборудования;

- проверки соблюдения персоналом порядка приема-сдачи смены, ведения оперативной документации, производственной и трудовой дисциплины;

- проверки своевременного выявления возникающих дефектов и неполадок в работе оборудования и оперативного принятия мер по их устранению;

- проверки знания персоналом состояния эксплуатации оборудования, режима работы, готовности к действиям при нарушении нормальной работы;

- проверки правильного применения установленной системы допуска к выполнению ремонтных и эксплуатационных работ на оборудовании;

- соблюдения требований безопасности и гигиены труда на рабочих местах;

- проверки наличия и исправности на рабочих местах приспособлений, инструмента, защитных средств и средств пожаротушения.

Проверки рабочих мест осуществляются руководителями и специалистами организации в соответствии с утвержденным графиком, результаты проверки оформляются в специальном журнале, хранящемся у старшего дежурного работника смены.



13.7. Результаты проводимых форм контроля, анализ выявляемых нарушений, намечаемые мероприятия по недопущению их повторения и другие вопросы улучшения условий и охраны труда, безопасной эксплуатации должны рассматриваться на ежемесячных производственных совещаниях (собраниях) структурных подразделений (обособленных участков, объектов) и по организации в целом при подведении итогов работы за месяц.

13.8. В организациях электроэнергетики кроме перечисленных форм работы с персоналом должны проводиться:

- психофизиологическое обеспечение надежности профессиональной деятельности персонала;
- соревнования, смотры-конкурсы на звание «Лучший по профессии»;
- мероприятия по организации наглядной агитации, в том числе оформление стендов по охране труда и пожарной безопасности;
- совещания и семинары с руководителями, специалистами и рабочими.

13.9. Проведение периодических психофизиологических обследований осуществляется в соответствии с положением о психофизиологическом обеспечении надежности профессиональной деятельности персонала, разработанным в организации.

Планирование, организация и контроль за своевременным проведением периодических психофизиологических обследований, а также психологическая поддержка персонала по результатам их проведения осуществляется специалистом-психологом.

Для организации и проведения плановых психофизиологических обследований руководителем организации издается приказ, которым определяются сроки, ответственные лица за составление графика, обеспечение явки работников, проведение системного анализа информации о состоянии и психофизиологической надежности работников, а также разработка мероприятий профилактического, психокоррекционного и реабилитационного характера.

13.10. Соревнования, смотры-конкурсы на звание «Лучший по профессии» проводятся в соответствии с разрабатываемыми в организациях для этих целей положениями, в которых оговариваются условия проведения, сроки, методы и критерии оценок участников, а также материальные и другие виды поощрения по итогам проведения соревнований и смотров-конкурсов.

13.11. Для улучшения информационного обеспечения работников, пропаганды передовых методов безопасного и безаварийного производства работ, других направлений работы с персоналом в организациях должны проводиться мероприятия по обеспечению рабочих мест наглядной агитацией, в том числе оформлению стендов по охране труда и пожарной безопасности.

13.12. Совещания и семинары проводятся в организациях периодически (в соответствии с составляемыми планами работ, по результатам проведения дней и недель охраны труда и др.), плановые (по итогам работы за квартал, полугодие, год, тематические и др.) и внеплановые (по итогам расследования несчастного случая, аварии и др.).

**Форма удостоверения по охране труда**

Стр.1

_____	Фото
_____ (предприятие, организация)	
_____	
_____ (структурное подразделение)	
_____	_____
(дата выдачи)	(подпись)

Стр.2

Удостоверение № ____
Выдано _____ (фамилия)
_____ (имя, отчество)
_____ (профессия, должность)
_____ (цех, служба, участок)
Председатель комиссии _____ (подпись) М.П.

Стр.3

Результаты проверки знаний норм и правил технической эксплуатации					
Дата и номер	Причина проверки	Оценка	Дата следующей проверки	Подпись председателя комиссии	Протокол № ____ от __

Стр.4, 5

Результаты проверки знаний законодательства, норм, правил и инструкций по охране труда					
Дата	Причина проверки	Оценка, группа по электробезопасности	Дата следующей проверки	Подпись председателя комиссии	Протокол № __ от __

Стр.6

Результаты проверки знаний правил пожарной безопасности					
Дата	Причина проверки	Оценка	Дата следующей проверки	Подпись председателя комиссии	Протокол № __ от __

Стр.7, 8

Результаты проверки знаний специальных правил					
Дата	Причина проверки	Оценка	Дата следующей проверки	Подпись председателя комиссии	Протокол № __ от __

Стр.9, 10

Результаты проверки знания приемов реанимации на тренажере					
Дата	Причина проверки	Оценка	Дата следующей проверки	Подпись председателя комиссии	Протокол № __ от __

Результаты проведения обязательных медицинских осмотров					
Дата	Причина проверки	Медицинское заключение	Дата следующего медосмотра	Подпись ответственного лица	Основание (документ) № от

Талон охраны труда № 1 (2, 3) изъят «__» _____ 20__ г.
за нарушение _____
_____
_____
_____
_____
(должность)
_____
(фамилия, инициалы, подпись)

Талон охраны труда № 1 (2, 3) к удостоверению № _____
_____
(фамилия, инициалы)
_____
(должность, профессия)
_____
(подразделение)
Изъят «__» _____ 20__ г.
за нарушение _____
_____
(должность)
_____
(фамилия, инициалы, подпись)

Примечание. Во время исполнения служебных обязанностей работник должен иметь удостоверение при себе. При отсутствии удостоверения или наличии его с просроченным сроком очередной проверки знаний, медицинского осмотра работник к работе не допускается.

В целях повышения ответственности работника за соблюдение правил техники безопасности в удостоверении имеются талоны охраны труда, которые могут изыматься в соответствии с действующим положением о применении талонов охраны труда.

Лица, нарушившие нормы, правила и инструкции по охране труда, несут ответственность в соответствии с национальным законодательством (привлекаются к дисциплинарной, административной и уголовной ответственности), а также подвергаются внеплановой проверке знаний.

Форма

---

(наименование организации, структурного подразделения)

**ЖУРНАЛ**  
**проверки знаний по вопросам охраны труда**

Начат \_\_\_\_\_  
Окончен \_\_\_\_\_

Последующие страницы

№ п/п (номер прото- кола)	Фамилия, имя, отчество, должность, стаж работы по должности	Дата предыдущей проверки знаний и группа по электробезо- пасности	Дата проверки знаний и причина	Оценка знаний, группа по электробезопас- ности, заключение комиссии	Подпись проверяемого лица	Дата следующей проверки
1	2	3	4	5	6	7

\_\_\_\_\_ (наименование организации)

ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_  
от \_\_\_\_\_  
(дата)

проверки знаний по вопросам охраны труда

Комиссия, созданная на основании приказа от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. № \_\_\_\_\_ в составе:

председателя \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы, должность)

членов комиссии: \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы, должность)

провела проверку знаний по вопросам охраны труда в объеме \_\_\_\_\_  
(нормативные

\_\_\_\_\_ правовые акты, профессии, должности, виды работ)

№ П/П	Фамилия, имя, отчество	Профессия, должность	Наименование структурного подразделения организации	Причина проверки знаний	Отметка о проверке знаний (сдал, не сдал)	Подпись лица, проходившего проверку знаний	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8

Председатель комиссии \_\_\_\_\_  
(подпись) \_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

Члены комиссии: \_\_\_\_\_  
(подпись) \_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

Представитель государственного специализированного органа надзора и контроля (подписывает при участии в работе комиссии) \_\_\_\_\_  
(подпись) \_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

### **Примерный перечень работ с повышенной опасностью**

1. Работа в действующих электроустановках и на воздушных линиях связи, пересекающих линии электропередачи и контактные провода или расположенных с ними на одних опорах.
2. Строительные, строительно-монтажные и ремонтно-строительные работы.
3. Работы в охранных зонах воздушных линий электропередачи, газопроводов и других подземных коммуникаций, а также складов легковоспламеняющихся или горючих жидкостей, горючих или сжиженных газов.
4. Работы в зданиях или сооружениях, находящихся в аварийном состоянии.
5. Работы в пределах зон с постоянно действующими опасными производственными факторами.
6. Разборка зданий и сооружений.
7. Работы с подвесных люлек, автогидроподъемников и автовышек.
8. Земляные работы на участках с патогенным заражением почвы.
9. Работы в зонах действия токов высокой частоты, электростатического и электромагнитных полей.
10. Огневые работы (электросварочные, газосварочные, газорезочные, паяльные и другие работы, связанные с открытым огнем), а также техническое обслуживание, испытание и ремонт используемого при проведении указанных работ оборудования.
11. Термическая обработка металлов.
12. Работы, связанные с прокладкой и монтажом кабелей в траншеях и подземных коммуникациях.
13. Работы с применением ручных пневматических и электрических машин и инструмента внутри и снаружи резервуаров, отсеков судов, летательных аппаратов, при строительстве и ремонте зданий и сооружений, а также на высоте (кроме пневматического инструмента, используемого при механосборочных работах на конвейерах сборки).
14. Работы с опасными веществами (воспламеняющимися, окисляющимися, горючими, взрывчатыми, токсичными, высокотоксичными).
15. Эксплуатация, испытания и ремонт агрегатов и котлов, работающих на газе, твердом и жидком топливе, другого теплоэнергетического оборудования, а также трубопроводов пара и горячей воды.
16. Эксплуатация, испытания и ремонт сосудов, работающих под давлением.
17. Работы по испытанию, наладке, эксплуатации и ремонту пассажирских и грузовых лифтов и эскалаторов.

18. Эксплуатация, ремонт и техническое обслуживание грузоподъемных кранов, машин и механизмов.

19. Работы, выполняемые с использованием грузоподъемного оборудования, и погрузочно-разгрузочные работы с применением средств механизации.

20. Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт компрессорных и холодильных установок, а также насосно-компрессорных установок, перекачивающих сжиженные углеводородные газы.

21. Монтаж, эксплуатация и ремонт систем газоснабжения и магистральных трубопроводов, газопроводов, технологических трубопроводов газонаполнительных станций, газораспределительных пунктов, монтаж и сварка подземных, наружных и внутренних газопроводов, подключение к действующему газопроводу вновь смонтированных газопроводов, монтаж и эксплуатация средств электрохимической защиты подземных газопроводов, техническое обслуживание газового хозяйства и другие газоопасные работы.

22. Работы в охранных зонах действующих газопроводов.

23. Производство, хранение, использование, погрузка, транспортирование и выгрузка взрывопожароопасных и токсичных химических веществ.

24. Работы с ядовитыми, канцерогенными, токсичными и другими вредными веществами, а также по дезактивации, дезинсекции, дератизации и дезинфекции помещений.

25. Работы с инертными газами, кислотами, щелочами, ртутью, хлором, свинцом, их соединениями, редкоземельными металлами.

26. Производство и применение химических волокон, стекловолокон и изделий из них, асбеста, мастик на битумной основе, стекловаты, шлаковаты, перхлорвиниловых, бакелитовых и тому подобных материалов.

27. Работы окрасочные, выполняемые с применением токсичных, взрыво- и пожароопасных материалов при подготовке поверхностей к окрашиванию, окрашивании, сушке и обработке окрашенных поверхностей.

28. Работы антикоррозийные.

29. Ремонт и техническое обслуживание автомобильных и других транспортных средств.

30. Кузнечно-прессовые работы.

31. Обработка металлов резанием с использованием металлообрабатывающего оборудования.

32. Работы с абразивным и эльборовым инструментом.

33. Работы по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.

34. Работы по нанесению покрытий на детали и изделия.

35. Лесозаготовительные работы.

36. Деревообрабатывающее производство.

37. Кровельные и другие работы на крыше здания.



38. Работы водолазные.
39. Гашение извести.
40. Работы с пескоструйными и дробеструйными аппаратами и установками.
41. Работы по нанесению бетона, изоляционных и обмуровочных материалов методом набрызгивания и напыления.
42. Работа в замкнутых пространствах (колодцах, шурфах, котлованах, бункерах, камерах, резервуарах и подземных коммуникациях), а также под водой и в траншеях на глубине более двух метров.
43. Работы на высоте.
44. Обслуживание распашных ворот и ворот с механическим приводом.
45. Эксплуатация и техническое обслуживание центрифуг, транспортеров, аспирационных и пневмотранспортных систем.
46. Эксплуатация, ремонт и техническое обслуживание летательных аппаратов.
47. Аварийно-спасательные работы, тушение пожаров, ликвидация последствий паводков и других чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.
48. Работы по эксплуатации, обслуживанию и ремонту водопроводно-канализационных сооружений и сетей.
49. Охрана объектов любых форм собственности.
50. Земляные работы, выполняемые в зоне размещения подземных коммуникаций.
51. Работы по приемке, хранению и отгрузке нефтепродуктов.
52. Работы в зоне опасного (свыше установленных предельно допустимых уровней) действия ультразвукового, инфразвукового, электромагнитного и других полей.
53. Эксплуатация, обслуживание и ремонт дорожных, строительных, землеройных машин и механизмов.

(наименование организации)

ЛИЧНАЯ КАРТОЧКА  
прохождения обучения

1. Фамилия, имя, отчество \_\_\_\_\_
2. Год рождения \_\_\_\_\_
3. Профессия, специальность \_\_\_\_\_
4. Структурное подразделение \_\_\_\_\_
5. Табельный номер \_\_\_\_\_
6. Дата поступления в структурное подразделение \_\_\_\_\_
7. Вводный инструктаж провел \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы)

(должность)

(подпись, дата)

(подпись работника, прошедшего инструктаж, дата)

8. Отметка о прохождении инструктажа:

Дата проведения инструктажа	Цех (участок, отдел, лаборатория)	Профессия лица, прошедшего инструктаж	Вид инструктажа	Причина проведения внепланового инструктажа	Фамилия, инициалы должностного лица, проводившего инструктаж	Подпись		Стажировка на рабочем месте		Знания проверил, допуск к работе произвел (подпись, дата)
						должностного лица, проводившего инструктаж	лица, проводившего инструктаж	количество рабочих дней (с ___ по ___)	стажировку прошел (подпись)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

9. Сведения о прохождении обучения по вопросам охраны труда:

Прошел обучение по профессии или виду работ	Количество часов	Протокол № _____ проверки знаний по вопросам охраны труда, дата	Председатель комиссии (подпись)
1	2	3	4

10. Сведения о последующих проверках знаний:

Дата	В объеме каких инструкций или разделов правил безопасности труда	Протокол № _____ проверки знаний по вопросам охраны труда	Подпись	
			лица, прошедшего проверку знаний по вопросам охраны труда	председателя комиссии
1	2	3	4	5

**Примерный перечень вопросов для обучения и проверки знаний по вопросам охраны труда руководителей и специалистов**

1. Трудовое законодательство:

- регулирование трудовых и связанных с ними отношений;
- типовые правила внутреннего трудового распорядка. Основные обязанности нанимателей и работников;
- рабочее время и его нормирование;
- особенности регулирования труда женщин и работников, имеющих семейные обязанности;
- особенности регулирования труда инвалидов;
- особенности регулирования труда молодежи. Возраст, с которого допускается прием на работу. Работы, на которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет. Перечень легких видов работ, которые могут выполнять лица в возрасте от четырнадцати до шестнадцати лет. Нормы предельно допустимых величин подъема и перемещения тяжестей вручную подростками от четырнадцати до восемнадцати лет;
- предварительные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры;
- разрешение индивидуальных трудовых споров.

2. Законодательство об охране труда:

- понятие охраны труда;
- основные принципы государственной политики в области охраны труда. Концепция государственного управления охраной труда;
- служба охраны труда организации. Основные задачи, функции и права. Формирование служб охраны труда и организация их работы;
- нормативы численности специалистов по охране труда в организации;
- права работников на охрану труда;
- права работников на компенсации по условиям труда;
- обязанности нанимателя по созданию здоровых и безопасных условий труда. Обязанности работника по охране труда;
- обучение, инструктаж и проверка знаний работников по вопросам охраны труда;
- планирование и разработка мероприятий по охране труда. Материально-техническое обеспечение и источники финансирования мероприятий;
- порядок расследования и учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

- ответственность нанимателей и должностных лиц за нарушение законодательства об охране труда;
- межотраслевые и отраслевые нормативные правовые акты (документы) по охране труда. Порядок их разработки, утверждения и отмены;
- инструкции и другие локальные нормативные правовые акты по охране труда. Порядок их разработки и принятия;
- органы государственного управления охраной труда;
- полномочия департамента государственной инспекции труда Министерства труда и социальной защиты, а также государственных органов надзора и контроля;
- полномочия органов государственного управления и иных государственных организаций по вопросам охраны труда;
- полномочия местных исполнительных и распорядительных органов в области охраны труда;
- аттестация рабочих мест по условиям труда;
- общественный контроль за соблюдением законодательства о труде;
- исполнение требований охраны труда при проектировании, строительстве (изготовлении) и реконструкции объектов и средств производства. Предварительная экспертиза проектной документации. Авторский надзор за исполнением проектных решений;
- порядок приема в эксплуатацию новых и реконструированных производственных объектов. Разрешение на начало производственной деятельности организации;
- организация работы по охране труда. Функциональные обязанности по охране труда работников;
- анализ и прогнозирование условий и охраны труда, производственного травматизма, профессиональной и общей заболеваемости;
- отчетность о состоянии условий и охраны труда;
- материальное и моральное стимулирование работы по охране труда;
- контроль за эффективностью функционирования системы управления охраной труда, выполнением работниками своих обязанностей, правил, норм и инструкций по охране труда, состоянием охраны труда на рабочих местах;
- санитарно-бытовое обеспечение работников. Оборудование санитарно-бытовых помещений, их размещение;
- требования нормативных правовых актов, технических нормативных правовых актов к безопасности производственных процессов, оборудования;
- перечень работ с повышенной опасностью;
- приборы контроля условий труда. Световая и звуковая сигнализация. Предупредительные надписи. Цвета безопасности. Знаки безопасности;
- средства коллективной защиты работников. План ликвидации аварий. План эвакуации из помещений в случае аварий, пожаров;

- требования безопасности при эксплуатации зданий и сооружений, подъездных дорог, путей, проездов, проходов;

- требования безопасности при погрузке, разгрузке, транспортировке грузов, складировании материалов;

- требования безопасности при выполнении работ на высоте;

- правила безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов;

- требование безопасности при эксплуатации котлов и сосудов, работающих под давлением;

- требования безопасности при эксплуатации промышленного транспорта;

- требования безопасности при производстве ремонтных работ.

### 3. Психология безопасности труда:

#### 3.1. физиологическая и психологическая основа трудового процесса;

- приспособленность человека к окружающим условиям в процессе труда (отработка приемов и навыков при обучении);

- психологические процессы, руководящие трудовой деятельностью (чувство осознания, внимание, память, эмоции и их влияние на безопасность труда);

- роль коллектива в обеспечении безопасности труда;

- психофизиологические факторы условий труда (промышленная эстетика, ритм и темп работы, производственная гимнастика, комнаты психологической разгрузки и их влияние на безопасность труда);

- связь человек-машина, эргономические требования (соответствие оборудования и обустройства рабочего места анатомо-физиологическим возможностям человека);

- алкоголизм и безопасность труда;

- методы пропаганды охраны труда (уголки, стенгазеты, радиовещание, плакаты, кинофильмы, выставки).

#### 4. Опасные и вредные производственные факторы и меры защиты от них:

- классификация основных опасных и вредных производственных факторов, понятие о предельно допустимых концентрациях вредных веществ в воздухе рабочей зоны и предельно допустимых уровнях шума, вибрации и других производственных факторов;

- требования безопасности при работе с источниками радиоактивного излучения;

- требования по безопасной эксплуатации электроустановок;

- требования безопасности при работе с источниками электромагнитного излучения;

- классификация средств защиты;

- порядок обеспечения работников организации средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами;

- правила работы с вредными химическими и биологическими веществами;
- порядок регистрации и приема в эксплуатацию производств с вредными химическими и биологическими веществами.

#### 5. Взрывобезопасность производств:

- анализ характерных производственных аварий, связанных с выбросами, взрывами и возгоранием веществ и материалов;
- зависимость масштабов разрушений и тяжести последствий аварий от физико-химических качеств и параметров горючих веществ, используемых в технологической системе;
- теоретические основы механизма горения и взрыва;
- горение и детонация. Горение и взрыв веществ в разных агрегатных состояниях;
- особенности горения и взрыва в аппаратуре, объеме производственного помещения. Особенности неорганизованных газовых выбросов в незамкнутом пространстве. Механизм горения аэрозолей;
- параметры и свойства, характеризующие взрывоопасность среды; факторы, характеризующие опасность взрыва;
- количественные показатели взрывов, характеризующие масштабность разрушения, тяжесть последствий. Тротильный эквивалент. Приведенная масса. Энергетический потенциал взрывоопасности, баланс распределения энергии взрыва;
- основные характеристики взрывоопасности технологических процессов. Показатели уровня разрушения промышленных аварий. Определения: химико-технологическая система, технологический блок, среда, объект. Потенциально взрывоопасные технологические объекты;
- количественные характеристики гидродинамических, тепло- и массообменных процессов и их влияние на уровень взрывоопасности;
- количественные показатели, составляющие энергетический потенциал взрывоопасности. Возможные показатели взрывов;
- физико-химические характеристики веществ, используемых в технологической системе, и их влияние на взрывоопасность. Оценка уровня опасности технологического процесса. Обоснованность и надежность способов и средств контроля допустимого количества опасных веществ. Меры предупреждения критических значений параметров;
- оценка эксплуатационной надежности и безопасности оборудования, трубопроводов и обоснование их выбора;
- понятие о сроках службы (ресурсе) безотказной работы оборудования;
- выбор средств контроля, управления и противоаварийной защиты с учетом характера технологического процесса и энергетического потенциала объекта;
- локализация аварий; защита персонала, зданий и сооружений;

- поблочные модели возникновения и развития аварий. Технические средства и последовательность аварийного отключения технологических блоков. Методы и последовательность локализации аварий в разных схемах их развития;

- методы оценки интенсивности влияния ударной волны на объекты при возможном взрыве. Основные принципы расчета зон по уровням опасности и их классификация;

- обоснованность размещения взрывоопасных технологических объектов на территории организации. Устойчивость зданий и сооружений к воздействию ударной волны;

- технические и организационные меры защиты персонала от воздействия ударной волны и вторичных факторов взрыва;

- основные направления усовершенствования технологических процессов, разработки современного оборудования, средств контроля управления и противоаварийной защиты, быстродействующей и регулирующей аппаратуры. Повышение качества сырья, материалов и оборудования;

- рациональная планировка территории организации;

- выбор и использование эффективных и надежных средств контроля, регулирования и противоаварийной защиты;

- предупреждение аварийной разгерметизации технологических систем, возгорания аварийных выбросов;

- требования к профессиональному отбору и обучению персонала для производств повышенной взрывоопасности.

#### 6. Пожарная безопасность:

- основные нормативные правовые документы, регламентирующие работу по обеспечению пожарной безопасности объектов: законы, стандарты, строительные нормы и правила, правила пожарной безопасности и др.;

- обязанности руководителя организации и других должностных лиц по обеспечению пожарной безопасности объекта и отдельных участков производства;

- порядок организации и работы добровольной пожарной дружины. Положение о добровольных пожарных дружинах. Обязанности, установленные льготы и поощрения членов добровольных пожарных дружин по предупреждению и тушению пожаров;

- порядок создания и работы пожарно-технических комиссий. Типовые положения о пожарно-технической комиссии;

- уголовная, административная, материальная и дисциплинарная ответственность граждан, должностных и юридических лиц за нарушения требований пожарной безопасности и возникновение пожаров;

- пожарная безопасность технологического процесса, сырья, готовой продукции, агрегата, установок и другого;

- основные причины пожаров: нарушения технологических регламентов и неисправность производственного оборудования, искры электрогазосварочных работ



и неосторожное обращение с огнем, искры котельных и других установок, нарушения правил пользования инструментом и электронагревательными приборами;

- меры пожарной безопасности, которые необходимо выполнять до начала работы, во время и по ее окончании с целью предупреждения пожаров.

Содержание территории организации, противопожарные разрывы, источники противопожарного водоснабжения, противопожарный режим на объекте;

- основные требования пожарной безопасности к зданиям и помещениям, при эксплуатации электрооборудования, отопительных приборов, систем вентиляции, проведении электрогазосварочных, паяльных и других огневых работ, при окраске, обезжиривании и мытье изделий и оборудования;

- требования пожарной безопасности в лабораториях, архивах, складских помещениях, гаражах, деревообрабатывающих цехах и мастерских, на складах горюче-смазочных материалов, при работе с пожаровзрывоопасными материалами, в помещениях с массовым нахождением людей (клубах, поликлиниках, столовых и других помещениях);

- основные требования к содержанию путей эвакуации, автоматических систем пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации;

- назначение и местонахождение на объекте средств пожаротушения, противопожарного оборудования и инвентаря (огнетушители, внутренние пожарные краны, бочки с водой, ящики с песком, стационарные установки пожаротушения);

- общие представления об автоматической пожарной сигнализации, углекислотной, порошковой, газовой и других установках пожаротушения. Содержание средств пожаротушения летом и зимой;

- правила использования огнегасящих средств, противопожарного инвентаря и оборудования для пожаротушения;

- средства связи и оповещения о пожаре, существующие на объекте, места размещения телефонов, приспособление для подачи звуковых сигналов пожарной тревоги. Правила использования этих средств на случай возникновения пожара;

- действия работников при обнаружении в помещениях или на территории объекта задымления, возгорания или пожара;

- порядок сообщения о пожаре пожарной охране, газоспасательной и другим аварийным службам, организация встречи пожарных частей, команд или добровольных пожарных дружин. Отключение при необходимости технологического оборудования, коммуникаций, электроустановок и вентиляции. Тушение пожаров имеющимися на объекте средствами пожаротушения, порядок включения стационарных установок, эвакуация людей и материальных ценностей;

- действия работников после прибытия пожарных подразделений (оказание помощи в прокладке рукавных линий, участие в эвакуации материальных ценностей и выполнении других работ по распоряжению руководителя тушения пожаров);

- расследование и учет пожаров, разработка мер по предотвращению пожаров и гибели людей на них.

## 7. Электробезопасность:

- статистические данные о состоянии производственного электротравматизма. Основные мероприятия по снижению его уровня;
- электрический ток, напряжение, мощность, сопротивление, частота. Единицы измерения. Постоянный и переменный ток, его воздействие на организм человека;
- опасные величины электротока, напряжения. Зависимость воздействия электротока на человека от продолжительности действия, условий среды, метеорологических факторов, физического состояния человека. Пути прохождения тока через организм человека;
- понятие шагового напряжения и напряжения прикосновения. Статическое и наведенное напряжение. Воздействие электромагнитных полей, средства защиты от них;
- устройства промышленных электроустановок и их элементы: электростанции, подстанции, распределительные устройства, преобразователи энергии, воздушные и кабельные линии электропередачи выше 1000 В. Распределительные электросети напряжением до 1000 В;
- разделение электроустановок по классам напряжения 0,4 кВ; 6 - 10 кВ; 35 кВ; 110 - 1150 кВ. Особенности устройства и область применения;
- опасные зоны электросетей напряжением до и выше 1000 В. Безопасные расстояния до токоведущих частей действующего оборудования, находящегося под напряжением;
- классификация производственных помещений по опасности поражения работающих электрическим током. Коллективные и индивидуальные средства защиты в электроустановках. Порядок их использования, хранения и учета;
- периодичность и виды испытаний. Плакаты и знаки безопасности, используемые в электроустановках;
- заземление и зануление электроустановок. Их защитное действие, максимально допустимые величины сопротивления заземления, от чего они зависят;
- меры безопасности при работе с электрифицированным инструментом, сварочными и понижающими трансформаторами, переносными светильниками;
- требования безопасного применения машин и механизмов в действующих электроустановках. Особенности производств с наличием электротехнологий;
- порядок выполнения работ в действующих электроустановках: организационные и технические меры, работа по наряду-допуску, инструктаж, группы электробезопасности;
- требования к персоналу, выполняющему работы в действующих электроустановках;
- лицо, ответственное за электрохозяйство организации, его квалификация, группа электробезопасности, обязанности и ответственность.

## 8. Гигиена труда и производственная санитария:

- понятие гигиены труда и производственной санитарии. Нормативные правовые акты по вопросам гигиены труда, санитарные нормы и правила, гигиенические нормативы, стандарты;

- принципы, заложенные в показатели оценки условий труда на производстве;
- критерии оценки условий труда (классы условий и характер работы) на производстве;
- анализ заболеваемости с временной потерей трудоспособности;
- организация и осуществление контроля за факторами производственной среды и трудового процесса;
- мероприятия по улучшению условий труда и производственной среды;
- взаимодействие разных служб организации по гигиене труда;
- планирование и организация работ по охране здоровья работников;
- основные вредные производственные факторы (шум, вибрация, инфразвук, ионизирующие и неионизирующие излучения и др.), характерные для данного производства, источники их образования, классификация, предельно допустимые уровни, возможные воздействия на работающих;
- вредные вещества, источники их образования, классификация, примерный перечень (наиболее распространенные на данном производстве);
- организация гигиенической оценки новых производств, оборудования, химических веществ, внедряемых в производство;
- выбор технологических процессов: непрерывность, замкнутость цикла, герметичность аппаратуры с максимальным использованием самотека, использование технологических параметров (давление, вакуум, низкая температура);
- применение дистанционных и автоматических средств контроля, управления и противоаварийной защиты;
- отопление, вентиляция, кондиционирование производственных помещений. Виды вентиляции. Проектирование, монтаж, приемка, эксплуатация вентиляционных устройств, обслуживание газопылеулавливающего оборудования;
- рекомендации по использованию труда беременных женщин;
- обеспечение надзора за производственной средой. Гигиенический лабораторный контроль производственной среды - основные методы (фотометрический, газохроматографический, полярографический и др.). Требования к методам измерений и исследований. Организация лабораторного контроля;
- санитарно-бытовое обеспечение работников. Основные нормативные документы;
- виды профессиональных заболеваний. Порядок расследования и учета профессиональных заболеваний;
- определение пригодности работника к данной работе; необходимость перевода на другую работу;
- основные требования к составлению санитарно-гигиенической характеристики условий труда.

#### 9. Оказание первой помощи пострадавшим при несчастных случаях:

- краткие основы анатомии и физиологии человека;

- понятие первой помощи. Основные принципы оказания первой помощи (правильность, целесообразность действия, скорость, решительность, спокойствие);

- классификация кровотечений. Основные виды кровотечений и их признаки. Первая помощь при кровотечениях (капиллярном, венозном, артериальном). Способы остановки кровотечения (прижимом поврежденного сосуда к подлежащей кости, максимальным сгибанием конечности, с помощью жгута или жгута-закрутки);

- приемы реанимации. Подготовка пострадавшего к реанимации. Искусственное дыхание «изо рта в рот» или «изо рта в нос». Непрямой (закрытый) массаж сердца;

- первая помощь при утоплении;

- виды электротравм;

- термическое, электрическое и биологическое воздействие электрического тока на организм человека;

- безопасные методы освобождения пострадавшего от действия электрического тока. Правила оказания первой помощи пострадавшим от поражения электрическим током;

- первая помощь при ударах. Сотрясение головного мозга. Удары в области позвоночника. Синдром сжатия;

- первая помощь при вывихах и растяжении связок;

- первая помощь при переломах, классификация переломов. Правила накладывания шин;

- первая помощь при повреждении позвоночника и костей таза;

- ожоги, их классификация. Первая помощь при химических и термических ожогах, при ожоге глаз;

- первая помощь при тепловом и солнечном ударе;

- действие на организм человека низких температур. Первая помощь при замерзании и обморожении;

- первая помощь при укусах змей и ядовитых насекомых;

- потеря сознания, травматический шок. Классификация, первая помощь;

- отравление. Пути поступления ядов в организм. Классификация отравлений. Первая помощь;

- средства оказания первой помощи при неожиданных заболеваниях. Порядок оказания первой помощи;

- правила транспортирования пострадавших. Выбор средств и способов транспортирования;

- медицинская аптечка, ее содержание и правила использования медикаментов.

Примечание. В организации может быть разработано несколько перечней контрольных вопросов для проверки знаний по вопросам охраны труда для различных категорий руководителей и специалистов с учетом специфики их работы, в которых формулировка отдельных упомянутых в настоящем примерном перечне вопросов может быть изменена.

**Примерный перечень должностей руководителей и специалистов,  
которые должны проходить проверку знаний по вопросам охраны труда**

1. Организации:

1.1. руководители и заместители руководителей организаций, структурных подразделений организаций, в должностные обязанности которых входят вопросы охраны труда по соответствующим направлениям деятельности;

специалисты структурных подразделений, которые непосредственно связаны с проведением работ на производственных участках, осуществляющих контроль за техническим состоянием машин, механизмов, зданий и сооружений, проведением технологических процессов, а также специалисты научно-исследовательских, проектно-конструкторских и других организаций, разрабатывающих проекты, технологические регламенты и другую технологическую документацию для подконтрольных государственным органам специализированного надзора и контроля объектов;

1.2. специалисты отделов эксплуатации и капитального строительства, производственно-технических отделов, энергетической, пылевентиляционной и технологической служб; другие должностные лица, которые проводят проверку знаний по вопросам охраны труда у подчиненных работников, а также непосредственно отвечают за пожарную безопасность, безаварийную эксплуатацию объектов;

1.3. специалисты:

- аварийно-спасательных частей, организаций и их структурных подразделений, которые выполняют аварийно-спасательные работы;

- газового хозяйства;

- ремонтных, пусконаладочных, строительно-реставрационных организаций;

1.4. специалисты, осуществляющие сертификацию продукции и технологических процессов по вопросам охраны труда;

1.5. специалисты служб охраны труда (уполномоченные должностные лица нанимателя, на которые возложены соответствующие обязанности специалиста по охране труда).

2. Организации системы образования, научно-исследовательские и проектно-конструкторские организации:

2.1. руководители, заместители руководителей организаций системы образования, научно-исследовательских, проектно-конструкторских организаций, на которых возложена ответственность за состояние охраны труда и соблюдение норм и правил по охране труда в разрабатываемой проектно-конструкторской документации;

2.2. мастера производственного обучения, руководители практики, преподаватели и другие должностные лица, которые преподают организацию производства, технологию работ, эксплуатацию оборудования, проводят инструктаж по вопросам охраны труда с учащимися и студентами;

2.3. руководители и специалисты служб охраны труда.

3. Органы управления:

3.1. заместители руководителей органов управления, руководители и заместители руководителей структурных подразделений органов управления, в должностные обязанности которых входят вопросы охраны труда по соответствующим направлениям деятельности;

3.2. специалисты производственно-технических структурных подразделений и служб охраны труда.

Таблица

**Подготовка и переподготовка оперативных работников на должности  
оперативных руководителей организаций электроэнергетики  
на основных рабочих местах оперативного персонала**

Должность	Форма подготовки				На рабочем месте
	стажи- ровка	проверка знаний	дублиро- вание	3-5 смен на рабочем месте	
1	2	3	4	5	6
Дежурный диспетчер электросетей	+	+	+	+	Дежурный базовой подстанции Диспетчер района электрических сетей Электромонтер оперативно-выездной бригады
	+	+	+	+	
	+	+	-	-	
Дежурный диспетчер района электрических сетей	+	+	+	+	Дежурный базовой подстанции Электромонтер оперативно-выездной бригады (при отсутствии в РЭС подстанции с постоянным дежурным персоналом)
	+	+	+	+	
Дежурный опорно-эксплуатационного пункта	+	+	+	+	Дежурный базовой подстанции Электромонтер оперативно-выездной бригады
	+	+	+	+	
Дежурный диспетчер тепловых сетей	+	+	+	+	Начальник смены (дежурный) подчиненного теплоисточника, районной котельной Дежурный инженер (дежурный одного из района теплосети)
	+	+	+	+	

Должность	Форма подготовки				На рабочем месте
	стажи- ровка	проверка знаний	дублиро- вание	3-5 смен на рабочем месте	
1	2	3	4	5	6
Дежурный инженер района тепловых сетей	+	+	+	+	Дежурный оператор щита управления РК Старший оперативный работник аварийно-восстановительной службы
Начальник смены электростанции	+	+	+	+	Начальник смены одного из основных цехов (КЦ, ТЦ, КТЦ, ЭЦ, ЦТАИ) Начальник смены остальных цехов
Начальник смены электроцеха ТЭС	+	+	+	+	Старший дежурный электромонтер Электромонтер главного щита управления ТЭС
Начальник смены котельного цеха ТЭС	+	+	+	+	Машинист котла Машинист (старший машинист) котельного оборудования
Начальник смены турбинного цеха ТЭС	+	+	+	+	Машинист паровых турбин Машинист (старший машинист) паровых турбин или турбинного отделения
Начальник смены котлотурбинного цеха ТЭС	+	+	+	+	Машинист центрального теплового щита котлами и паровыми турбинами Старший машинист котельного, турбинного отделения и котлотурбинного цеха
Начальник смены котлотурбинного цеха блочной ТЭС	+	+	+	+	Машинист блочной системы управления агрегатами (котлом, турбиной) Старший машинист энергоблока



Должность	Форма подготовки				На рабочем месте
	стажи- ровка	проверка знаний	дублиро- вание	3-5 смен на рабочем месте	
1	2	3	4	5	6
Начальник смены цеха тепловых измерений и автоматики ТЭС	+	+	-	-	Машинист котла Машинист паровых турбин Машинист энергоблока Электрослесарь по обслуживанию автоматики и средств измерений (одно из рабочих мест цеха)
	+	+	-	-	
	+	+	-	-	
	+	+	+	+	
Начальник смены химического цеха ТЭС	+	+	+	+	Аппаратчик водоподготовительной установки Начальник смены котельного цеха Начальник смены топливного или котлотурбинного цеха
	+	-	-	-	
	+	-	-	-	
Начальник цеха топливоподачи	+	+	+	+	Дежурный щита управления цеха топливоподачи Моторист автоматизированной топливоподачи
	+	+	+	+	

Примечание. «+» – требуется форма подготовки, «-» – не требуется форма подготовки, «+<sup>\*</sup>» – требуется в объеме системы контроля и управления.

Список лиц, подлежащих подготовке, переподготовке может быть расширен в соответствии с решением руководителя организации.

### **Примерный перечень вопросов программы вводного инструктажа**

1. Сведения об организации, характерные особенности производства.
2. Правила поведения работников на территории организации, в производственных и вспомогательных помещениях. Расположение основных цехов, служб, вспомогательных помещений.
3. Основные положения Трудового кодекса, других нормативных правовых актов по охране труда:
  - трудовой договор, рабочее время и время отдыха. Охрана труда женщин и лиц моложе 18 лет. Коллективный договор (соглашение). Компенсации за работу с вредными и особыми условиями труда;
  - правила внутреннего трудового распорядка организации, ответственность за нарушение этих правил;
  - организация работы по управлению охраной труда, контроль и надзор за соблюдением требований охраны труда в организации: обязанности нанимателя по обеспечению охраны труда, обязанности работника по охране труда, право работника на охрану труда, ответственность работника за нарушение требований охраны труда, предварительные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры, возмещение вреда, причиненного жизни и здоровью работника, связанного с исполнением им трудовых обязанностей, обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.
4. Основные опасные и вредные производственные факторы, характерные для данного производства, особенности их воздействия на работающих.
5. Обстоятельства и причины несчастных случаев, аварий, инцидентов, пожаров, происшедших в организации и других организациях, осуществляющих однородный вид деятельности.
6. Методы и средства предупреждения несчастных случаев и профессиональных заболеваний: средства коллективной защиты, плакаты, знаки безопасности, сигнализация. Основные меры по предупреждению электротравматизма.
7. Средства индивидуальной защиты. Порядок и нормы выдачи средств индивидуальной защиты, сроки их носки.
8. Обеспечение работников смывающими и обезвреживающими средствами.
9. Порядок расследования и оформления несчастных случаев и профессиональных заболеваний.
10. Действия работников при несчастном случае на производстве. Первая помощь потерпевшим.
11. Основные требования производственной санитарии и личной гигиены.
12. Пожарная безопасность. Способы и средства предотвращения пожаров, взрывов, аварий. Действия персонала при их возникновении.

Форма

Обложка

\_\_\_\_\_  
(наименование организации)

**ЖУРНАЛ**  
регистрации вводного инструктажа по охране труда

Начат \_\_\_\_\_

Окончен \_\_\_\_\_

Последующие страницы

№ п/п	Дата прове- дения инструк- тажа	Фамилия, имя, отчество лица, прошед- шего инструк- таж	Профес- сия (долж- ность) лица, прошед- шего инструк- таж	Наиме- нование места работы (струк- турного подраз- деления)	Фамилия, имя, отчество должно- стного лица, прово- дившего инструктаж	Должность лица, прово- дившего вводный инструк- таж	Подпись	
							лица, прошед- шего инструк- таж	должност- ного лица, проводив- шего инструк- таж
1	2	3	4	5	6	7	8	9

### **Примерный перечень вопросов программы первичного инструктажа**

1. Общие сведения о технологическом процессе и оборудовании на рабочем месте и производственном участке, основные опасные и вредные производственные факторы, возникающие при данном технологическом процессе и при выполнении работы.

2. Безопасная организация и содержание рабочего места. Схема безопасного передвижения по территории предприятия, цеха, участка и др.

3. Опасные зоны обслуживания, предохранительные приспособления и ограждения, системы блокировки и сигнализации имеющегося на рабочем месте и производственном участке технологического оборудования или технологических процессов.

4. Порядок подготовки к работе (проверка исправности оборудования, механизмов, приспособлений, инструмента, блокировок, сигнализации, ограждений, заземлений и других средств защиты). Необходимые средства индивидуальной защиты, правила обеспечения и пользования ими.

5. Безопасные приемы и методы работы. Действия при возникновении опасных ситуаций, выявлении нарушений технологического процесса, неисправности оборудования, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты.

6. Внутрицеховые транспортные и грузоподъемные средства и механизмы. Требования безопасности при погрузо-разгрузочных работах и транспортировке грузов.

7. Характерные причины аварий, взрывов, пожаров, случаев производственных травм, профессиональных заболеваний, меры по их предупреждению. Обязанности и действия при их возникновении.

Обложка

(наименование организации)

**ЖУРНАЛ**  
регистрации инструктажа на рабочем месте

(наименование структурного подразделения организации (цех,

участок, отдел, лаборатория)

Начат \_\_\_\_\_  
Окончен \_\_\_\_\_

Последующие страницы

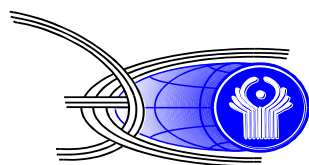
№ п/п	Дата проведения инструктажа	Фамилия, инициалы лица, прошедшего инструктаж	Профессия (должность) лица, прошедшего инструктаж	Вид инструктажа	Причина проведения внепланового инструктажа	Наименование документов или их номера	Фамилия, инициалы должностного лица, проводившего инструктаж	Подпись		Стажировка на рабочем месте		Знания проверил, допуск к работе произвел (подпись руководителя организации (структурного подразделения, дата)
								лица, прошедшего инструктаж	должностного лица, проводившего инструктаж	количество рабочих дней (с ___ по ___)	стажировку прошел (подпись лица, прошедшего стажировку)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

**УТВЕРЖДЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

ПРОЕКТ



**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СОВЕТ СНГ**

**ЮБИЛЕЙНОЕ ИЗДАНИЕ СВОДНОГО ОТЧЕТА**

**ПО КЛЮЧЕВЫМ ВОПРОСАМ  
ЭКОЛОГИИ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ВИЭ  
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ  
ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ**

### **Редакционный совет юбилейного Сводного отчёта:**

Кузько И.А., Петрова Н.А., Рахимов А.С., Сапаров М.И., Ермоленко Г.В.

### **Юбилейный Сводный отчёт подготовлен на основании официальных материалов представленных:**

Азербайджанская Республика	-	Министерство энергетики
Республика Армения	-	Министерство территориального управления и инфраструктур
Республика Беларусь	-	Министерство энергетики, ГПО «Белэнерго»
Республика Казахстан	-	Министерство энергетики, АО «KEGOC»
Кыргызская Республика	-	ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» ОАО «Электрические станции»
Республика Молдова	-	Министерство экономики и инфраструктуры
Российская Федерация	-	Министерство энергетики Российской Федерации, ФГБУ «Российское энергетическое агентство», Ассоциация «НП Совет рынка», ПАО «ИнтерРАО», ПАО «РусГидро», ПАО «Россети»
Республика Таджикистан	-	Министерство энергетики и водных ресурсов, ОАХК «Барки Точик»
Туркменистан	-	Министерство энергетики
Республика Узбекистан	-	Министерство энергетики

### **ВЫРАЖЕНИЕ ПРИЗНАТЕЛЬНОСТИ**

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ выражает глубокую благодарность представителям профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ, а также организаций-партнеров Электроэнергетического Совета СНГ, принимавших активное участие в подготовке юбилейного Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ, посвященного 100-летию Плана ГОЭЛРО:

Асафу Рзаеву, Фараджуллаевой Нурангиз (Министерство энергетики Азербайджанской Республики);

Тиграну Шагеновичу Мелконяну, Кешишян Виктории (Министерство территориального управления и инфраструктур Республики Армения), Айдинян Марине (Министерство окружающей среды Республики Армения), Асатрян Карену, Тер-Габриелян Гранту (Фонд возобновляемой энергетики и энергосбережения Республики Армения);

Прудниковой Ольге Филипповне, Закревскому Вадиму Александровичу, Гребень Сергею Николаевичу, Мальцевой Наталье Михайловне, Скальчук Анастасии Владимировне (Министерство энергетики Республики Беларусь), Шеликовой Елене Васильевне (ГПО «Белэнерго»);

Абулгазину Диасу, Жаксылыкову Бауыржану Нуртаевичу (Министерство энергетики Республики Казахстан), Касымбековой Айжан Муратовне, Шалбаеву Ерлану Дуйсеновичу, Дейнего Ивану Васильевичу, Абатовой Ханзаде Нуркасиевне (АО «KEGOC» Республики Казахстан);

Бекову Кубанычу Нияз-Маматовичу, (ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» Кыргызской Республики), Турдубаевой Бактыгул Амангелдиевне (ОАО «Электрические станции»);

Магдылу Николаю, Ирине Ротарь (Министерство экономики и инфраструктуры Республики Молдова);

Бобылеву Петру Михайловичу (Министерство экономического развития Российской Федерации), Сипливу Павлу Александровичу, Агафонову Артему Владимировичу (Министерство энергетики Российской Федерации);

Коневу Алексею Викторовичу, Дыгану Михаилу Михайловичу, Артамонову Максиму Александровичу, Смирновой Светлане Николаевне (ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации);

Баркину Олегу Геннадиевичу (Ассоциация НП «Совет рынка»);

Фаткуллину Рамилю Магафуровичу, Поторочину Дмитрию Николаевичу, Сорокиной Людмиле Александровне (ПАО «Интер РАО»);

Алешину Александру Евгеньевичу (ФСК «ЕЭС»);

Сиддикову Бахтиеру, Кутбиддинову Парвизу Ханоновичу (ОАХК «Барки Точик» (Республика Таджикистан);

Матьякубову Амирхану (Государственный энергетический институт Туркменистана);

Аббасову Акмалхону Акбархоновичу (Министерство энергетики Республики Узбекистан), Бегалиеву Ильхомджону Махмудовичу, Джураеву Зафар Дадажоновичу, Бобоеву Музаффару Комилджоновичу (АО «НЭС Узбекистана»);

Самсонову Георгию Леонидовичу (Межгосударственный экологический совет государств - участников СНГ);

Гараевой Камиле Надыровне (Евразийская экономическая комиссия);

Тулинову Сергею, Лобановой Анне (Экономическая и социальная комиссия ООН для Азии и Тихого океана);

Бадакеру Виктору, Бркич Иве, Литвинюку Игорю (Европейская экономическая комиссия ООН);

Журавлевой Алле Васильевне (Национальный союз энергосбережения, Российская Федерация);

Хлебниковой Людмиле Леонидовне, Лицаревой Елене Васильевне, Коненкову Олегу Юрьевичу (Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского» (АО «ЭНИН»);

Бутузову Виталию Анатольевичу (ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина»).



## Список таблиц

Таблица 2.1 – Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ с 01.01.1990 по 01.01.2020, МВт

Таблица 2.2 – Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч

Таблица 3.1 – Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на ТЭС государств – участников СНГ, г у.т./кВт·ч в период с 1995 по 2019 г.

Таблица 3.2 – Относительные расходы электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 2005 по 2019 г., %

Таблица 3.3 – Задания по экономии ТЭР в соответствии с Государственной программой «Энергосбережение» в Республике Беларусь, тыс. т у.т.

Таблица 3.4 – Сравнение показателей групп оборудования ПГУ и ПСУ

Таблица 3.5 – Примеры модернизации типовых энергоблоков и достигнутые эффекты

Таблица 4.1 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Таблица 4. – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Таблица 4.3 – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Таблица 4.4 – Объем мощностей ВИЭ, которые государство поддерживало к 2020 году

Таблица 6.1 – Валовый выброс CO<sub>2</sub> при сжигании органического топлива (уголь, газ, мазут) в государствах – участниках СНГ, млн т

Таблица 6.2 – Выбросы CO<sub>2</sub> при сжигании угля в государствах – участниках СНГ, млн т

Таблица 6.3 – Выбросы CO<sub>2</sub> при сжигании жидкого топлива (мазута) в государствах – участниках СНГ, млн т

Таблица 6.4 – Выбросы CO<sub>2</sub> при сжигании газа в государствах – участниках СНГ, млн т

Таблица 7.1 – СКРМ, намеченные к установке на ПС 330 кВ в Республике Беларусь

Таблица 7.2 – Ожидаемые результаты в рамках реализации базового сценария

Таблица 7.3 – Общие параметры развития

## Список рисунков

Рисунок 2.1 – Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ с 01.01.1990 по 01.01.2020, ГВт

Рисунок 2.2 – Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч

Рисунок 3.1 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии по ГПО «Белэнерго» по годам

Рисунок 3.2 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива, относимого на отпуск электрической энергии ТЭС России

Рисунок 4.1 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, ГВт

Рисунок 4.2 – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Рисунок 4.3 – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Рисунок 4.4 – Динамика развития ВИЭ в Республике Беларусь

Рисунок 4.5 – Объем электроэнергии, вырабатываемой объектами ВИЭ в Республике Казахстан, млн кВт·ч

Рисунок 4.6 – Доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии в Республике Казахстан, %.

Рисунок 4.7 – Динамика вводов электростанций на основе ВИЭ в Российской Федерации

Рисунок 4.8 – Объем выработки электроэнергии на квалифицированных объектах ВИЭ на розничном и оптовом рынках в Российской Федерации, подтвержденный сертификатами.

Рисунок 4.9 – Динамика средневзвешенных цен электроэнергии генерирующих мощностей на основе ВИЭ вводимых в период 2010-2023 гг.

Рисунок 6.1 – Динамика выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании органического топлива в государствах-участниках СНГ, млн т

Рисунок 6.2 – Динамика выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании угля в государствах-участниках СНГ, млн т

Рисунок 6.3 – Динамика выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании жидкого топлива (мазута) в государствах-участниках СНГ, млн т

Рисунок 6.4 – Динамика выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании газа в государствах-участниках СНГ, млн т

Рисунок 7.1 – Структура установленной мощности генерирующих источников энергосистемы в Республике Беларусь, МВт

Рисунок 7.2 – Сравнение эффективности когенерации и отдельного производства тепла и электроэнергии

Рисунок 7.3 – Рост установленной мощности ГЭС в 2018-2030 гг. в Республике Узбекистан, МВт

Рисунок 7.4 – Структура генерации на основе ВИЭ к 2030 г. в Республике Узбекистан, МВт

Рисунок 7.5 – Изменение установленной генерирующей мощности 2019-2030 гг. в Республике Узбекистан, МВт

## Сокращения и обозначения

АЭС	–	атомная электрическая станция
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветряная электростанция
ГП	–	государственное предприятие
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕБРР	–	Европейский банк реконструкции и развития
ЕС	–	Европейский союз
ЕЭК	–	Евразийская экономическая комиссия
ЕЭК ООН	–	Европейская экономическая комиссия ООН
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЛЭП	–	линия электропередачи
МПА СНГ	–	Межпарламентская Ассамблея государств - участников СНГ
НАРЭ	–	Национальное Агентство по Регулированию в Энергетике
НДЦ СО	–	Национальный диспетчерский центр Системного оператора Национальное объединение организаций в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
НОЭ	–	
НП	–	некоммерческое партнерство
ООН	–	Организация Объединенных Наций
ОЭС	–	объединенная энергосистема
ПГ	–	парниковые газы
ПГУ	–	парогазовая установка
ПС	–	подстанция
ПСУ	–	паросиловая установка
РДЦ	–	Региональный диспетчерский центр
РФЦ	–	Расчетно-финансовый центр
СН	–	собственные нужды
СНГ	–	Содружество Независимых Государств
СЭнМ	–	системы энергетического менеджмента
СЭС	–	солнечная электростанция
ТЭС	–	тепловая электрическая станция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УРУТээ	–	удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии
ФО	–	федеральный округ
ЭЭС СНГ	–	Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

## Предисловие от ЭЭС СНГ

Уважаемые коллеги!



В этом году российская электроэнергетика отмечает 100-летие принятия Государственного плана электрификации (ГОЭЛРО). Документ стал основой поступательного развития электроэнергетического комплекса России, который сегодня является одним из крупнейших в мире.

Электроэнергетический Совет СНГ, продолжая лучшие традиции основателей отрасли, с 1992 года координирует сотрудничество государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики.

К 100-летию ГОЭЛРО Совет подготовил Юбилейный Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ. Здесь впервые собраны и проанализированы данные по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ за весь период существования Электроэнергетического Совета СНГ. Над документом работали ведущие профильные специалисты государств Содружества.

Отчет учитывает необходимость реализации целей Организации Объединенных Наций в области устойчивого развития, прежде всего, по обеспечению всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии, принятию срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями, а также выполнение государствами-участниками СНГ договоренностей по Парижскому соглашению по климату. По всем этим направлениям Электроэнергетический Совет СНГ взаимодействует с ведущими международными организациями ООН - Европейской экономической комиссией и Экономической и социальной комиссией для Азии и Тихого океана.

Уверен, что в рамках Электроэнергетического Совета СНГ продолжится успешная работа по улучшению экологии, повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ, и наши совместные усилия будут направлены на расширение и укрепление сотрудничества государств-участников СНГ.

Президент  
Электроэнергетического Совета СНГ



А.В. Новак

Уважаемые коллеги!



Предлагаемое издание Юбилейного Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ приурочено к 100-летию Плана ГОЭЛРО.

Издание инициировано и осуществлено Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ совместно с Исполнительным комитетом Электроэнергетического Совета СНГ.

Юбилейный Сводный отчет подготовлен в соответствии с такими международными договорами и нормативными правовыми актами Совета глав правительств СНГ, как:

- Соглашение о сотрудничестве государств – участников Содружества Независимых Государств в области энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года;
- Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года;
- Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 1 июня 2018 года;
- Концепция сотрудничества государств – участников СНГ по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 2 ноября 2018 года.

В основу Юбилейного Сводного отчета положены регулярные (двухгодичные) сводные отчеты по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности, энергосбережения и ВИЭ государств – участников СНГ, разрабатываемые в рамках Электроэнергетического Совета СНГ с 2008 года.

В состав Юбилейного Сводного отчета включена информация о правовом регулировании отношений в сфере энергоэффективности, энергосбережения, возобновляемой энергетики и охраны окружающей среды, статистические данные и показатели государств – участников СНГ, характеризующие состояние и развитие данных направлений, сведения об изданных докладах, обзорах, отчетах по тематике за весь период существования Электроэнергетического Совета СНГ.

В Юбилейном Сводном отчете отражены вопросы устойчивого развития, трансформации энергетических систем, внедрения инновационных (передовых) технологий в энергетике, приоритетных направлений развития ВИЭ и «зеленой» энергетики.

Информация об участии государств – участников СНГ в Парижском соглашении по климату, качественных и количественных характеристиках обязательств государств Содружества, национальной законодательной базе по реализации Парижского соглашения, а также о нормативно-методическом обеспечении перехода объектов электроэнергетики на

наилучшие доступные технологии (НДТ) с учетом перехода на цифровую экономику также представлена в Юбилейном Сводном отчете.

Хочется выразить признательность профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям за предоставленные материалы, которые вошли в Юбилейный Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ.

Особая признательность всем специалистам, принявшим личное участие в подготовке Юбилейного Сводного отчета, особенно Сапарову Михаилу Исаевичу, Руководителю Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ, и Ермоленко Георгию Викторовичу, Заместителю Руководителя Рабочей группы.

Надеюсь на дальнейшее плодотворное сотрудничество в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.

Председатель  
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ



И.А Кузько

## Предисловие от ЕЭК ООН

Настоящий «Юбилейный Сводный отчет Электроэнергетического Совета СНГ по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ» способствует развитию электроэнергетического комплекса в регионе в соответствии с целями устойчивого развития энергетики. Устойчивая энергетика лежит в основе Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года. Работа ЕЭК ООН в области устойчивой энергетики направлена на улучшение доступа к недорогой и чистой энергии для всех, а также на сокращение выбросов парниковых газов и уменьшение «углеродного следа» энергетического сектора в регионе. Государства-участники СНГ значительно различаются по структуре своей национальной экономики и по первичным энергоресурсам, используемым для производства электроэнергии. Приоритеты национальной политики в области энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии и подходы к ее реализации также различаются. ЕЭК ООН помогает находить решения общих проблем устойчивого развития во всем регионе благодаря уникальным организационным возможностям, комплексному подходу к решению взаимосвязанных проблем и поддержке трансграничного сотрудничества. ЕЭК ООН работает над тем, чтобы помочь государствам-участникам СНГ в достижении целей Повестки дня на период до 2030 года, в частности в области энергетики, и Меморандум о взаимопонимании между ЕЭК ООН и Электроэнергетическим Советом СНГ позволяет эффективно сотрудничать для решения вопросов, представляющих взаимный интерес. Использование возобновляемых источников энергии расширяется наряду с внедрением технологий повышения энергоэффективности, однако страны по-прежнему обладают огромным неиспользованным потенциалом в обеих областях. Можно сделать больше для создания условий, необходимых для того, чтобы электроэнергетика государств-участников СНГ стала более экологически чистой и энергоэффективной. Данный отчет представляет собой важный вклад в создание таких условий.



Директор  
Отдел устойчивой энергетики  
Европейская экономическая комиссия  
Организации Объединенных Наций.

Скотт Фостер

## **ВВЕДЕНИЕ**

Предлагаемый Юбилейный Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ состоит из 8 глав и Приложения.

Первая глава Юбилейного сводного отчёта посвящена правовому регулированию отношений государств-участников СНГ в сфере электроэнергетики. В ней представлен перечень основных нормативных правовых актов (НПА), регламентирующих вопросы координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики, обеспечения параллельной работы электроэнергетических систем, эксплуатации межгосударственных линий электропередачи, обмена информацией об авариях на объектах электроэнергетики, а также меморандумов и соглашений о сотрудничестве ЭЭС СНГ с международными и иными организациями. В своей деятельности в данном направлении Электроэнергетический Совет СНГ руководствуется соглашениями государств-участников Содружества Независимых Государств в области энергоэффективности и энергосбережения, охраны окружающей среды и концептуальными документами государств – участников СНГ по вопросам использования возобновляемых источников энергии, развития производства высокотехнологичного оборудования, инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий.

Электроэнергетический Совет СНГ развивает сотрудничество с органами отраслевого сотрудничества Содружества Независимых Государств и международными организациями, в том числе с Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ, Европейской экономической комиссией ООН, Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО), Международным агентством по возобновляемым источникам энергии (IRENA). В рамках подписанных меморандумов и соглашений осуществляется плодотворное сотрудничество в целях обеспечения энергетической безопасности, устойчивого энергоснабжения и охраны окружающей среды, а также содействия широкому доступу к информации в области устойчивой энергетики, включая энергоэффективность и возобновляемую энергетику.

Кроме указанных документов, в первой главе Сводного Юбилейного отчёта представлен перечень и адреса уполномоченных органов государств - участников СНГ по вопросам электроэнергетики, энергоэффективности, ВИЭ, экологии и климата.

Во второй главе отчёта «Современное состояние и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ» представлены перечень нормативных правовых актов, регламентирующих функционирование отрасли электроэнергетики, обобщённые данные о динамике установленной мощности и производстве электроэнергии за последние 30 лет, основные показатели, характеризующие современное состояние энергетических систем 10 государств-участников СНГ, а также актуальные обзоры и доклады о функционировании электроэнергетики.

Показано, что в период с 1 января 1990 года по 1 января 2020 года общая установленная генерирующая мощность электростанций государств - участников СНГ увеличилась с 256,5 до 330 млн кВт, производство электроэнергии за 2019 год составило 1400 млрд кВт час против 1330 млрд кВт час в 1990 году. В электроэнергетике государств - участников СНГ свыше 100 млн кВт установленной генерирующей мощности приходится на «безуглеродные» источники энергии (АЭС, ГЭС и ВИЭ), 100 млн кВт генерирующей мощности ТЭС работают в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (когенерация) и свыше 30 млн кВт работают в высокоэффективном комбинированном парогазовом цикле (ПГУ). Электросетевой комплекс включает в себя системообразующие ЛЭП протяжённостью 225тыс км и трансформаторные подстанции в количестве 2300 ед.



Третья глава отчёта «Энергоэффективность и энергосбережение» содержит перечень основных НПА, актуальные обзоры и отчёты по энергоэффективности и энергосбережению в государствах-участниках СНГ, количественные показатели, характеризующие динамику удельных расходов топлива на выработку электроэнергии, а также динамику абсолютных и относительных потерь в электрических сетях. По ряду государств и крупных энергокомпаний приведены примеры наилучшей практики, включая обновление парка энергетического оборудования, модернизацию типовых энергоблоков, снижение затрат электроэнергии на собственные нужды, оптимизацию тепловых схем ТЭС, управление энергосбережением и повышением энергоэффективности с применением целевых программ, внедрение систем энергоменеджмента, реализацию Национального проекта «Энергоэффективная подстанция».

Показано, в частности, что в период с 2008 по 2019 год существенно улучшились показатели удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии тепловыми электрическими станциями ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь. В 2019 году фактические удельные расходы условного топлива составили 240,7 г у.т./кВт·ч. От уровня 2008 года снижение составило 38,9 г у.т./кВт·ч. С 2007 по 2015 год данный показатель был самым низким среди государств – участников СНГ.

По итогам 2019 года удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии в Российской Федерации составил 306,2 г у.т./кВт·ч. По сравнению с итогами 2012 года удельные расходы снизились на 7 %, а от 2010 года – на 8,4 %. Данный показатель является минимальным за последние двадцать лет. Начиная с 2012 года в магистральном комплексе группы компаний «Россети» реализуется программа сокращения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, завершена разработка типового альбома проектирования энергоэффективных зданий подстанций, разработан ряд типовых решений при проектировании, направленных на повышение энергетической эффективности систем охлаждения трансформаторов и реакторов для применения при новом строительстве.

Четвёртая глава отчёта «Использование возобновляемых источников энергии» содержит информацию об основных этапах реализации плана ГОЭЛРО в области ВИЭ, перечень нормативных правовых актов и механизмов поддержки ВИЭ, а также количественные показатели развития ВИЭ в государствах - участниках СНГ.

Показано, что в период с 1 января 2010 года по 1 января 2020 года общая установленная генерирующая мощность объектов ВИЭ, включая ГЭС, государств - участников СНГ увеличилась с 61,6 до 72,9 млн кВт или более чем на 11 млн кВт. При этом, с 2014 года по 1 января 2020 года ввод солнечных и ветровых электростанций идет нарастающими темпами: за этот период установленная мощность ветроэнергетики государств-участников СНГ выросла с 73 до 600 МВт, а установленная мощность солнечной энергетики с 18 МВт до 2000 МВт.

По ряду государств представлен передовой опыт освоения ВИЭ, включая разработку «Руководства для инвесторов по реализации проектов возобновляемых источников энергии в Казахстане», внедрение механизма аукционных торгов, реализацию механизма компенсации затрат на приобретение оборудования для производства возобновляемой энергии, для активного вовлечения домашних хозяйств и предприятий в использование «зеленой» энергии для собственных нужд.

Приведено краткое описание деятельности и основных результатов машиностроительных компаний и инвестиционных фондов по реализации проектов ВИЭ, анализа мирового опыта развития ВИЭ, а также перечень актуальных обзоров и докладов по ВИЭ на международном и национальном уровнях.

В пятой главе «Экология» приведены модельные кодексы и законы в области охраны окружающей среды, принятые Межпарламентской Ассамблеей государств-участников СНГ,

отчёты, подготовленные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ в период с 2003 года, документы государств Содружества, в которых содержатся сведения о нормативных правовых актах по экологии, планируемых изменениях в Экологическом Кодексе Республики Казахстан, основных принципах перехода ТЭС на НДТ в электроэнергетике Российской Федерации.

Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии, представленные в Юбилейном Сводном отчёте, включают в себя, в том числе, «Обзор фоновое состояние окружающей природной среды на территории стран СНГ», «Национальные доклады о состоянии окружающей среды», а также «Обзоры результативности экологической деятельности» (ОРЭД), которые представляют собой оценку прогресса, достигнутого каждой из стран в области согласования экологических и экономических задач и соблюдения международных природоохранных обязательств. С 2017 года Обзоры, подготовленные ЕЭК ООН по Республикам Казахстан, Таджикистан и Узбекистан, включают в себя анализ соответствующих целей и задач Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года.

Шестая глава отчёта «Изменение климата» содержит долгосрочные цели ограничения антропогенных выбросов парниковых газов, принятые государствами-участниками СНГ в рамках Парижского соглашения по климату, динамику выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании органического топлива, актуальные доклады и национальные сообщения государств в рамках РКИК ООН.

В период с 1990 по 2017 год ежегодный совокупный валовый выброс CO<sub>2</sub> при сжигании органического топлива в 10 государствах СНГ сократился почти на 750 млн т или на 26,5 %. Сокращение произошло за счёт существенного снижения потребления твёрдого и жидкого топлива, внедрения ПГУ, применения на многих ТЭС комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также реализации комплекса мер по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

В седьмой главе отчёта «Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития» представлены стратегические документы, определяющие развитие электроэнергетики государств-участников СНГ, изложены основные положения развития национальных энергосистем ряда государств (планы модернизации и строительства объектов электроэнергетики, целевые показатели, создание/совершенствование рынка электроэнергии и соответствующей нормативной базы).

Восьмая глава отчёта «Ресурсное обеспечение трансформации энергетических систем в государствах - участниках СНГ» содержит перечень и электронные адреса предприятий энергомашиностроительного комплекса, профильных научно-технических советов, отраслевых и академических институтов, научно-технических и инженерных центров, национальных и международных отраслевых ассоциаций, а также информацию о ВУЗах, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли государств-участников СНГ.

Приложение к Юбилейному Сводному отчёту содержит тексты около 200 документов, включая основные нормативные правовые акты, актуальные обзоры и доклады по ключевым вопросам энергоэффективности, ВИЭ, экологии, изменения климата и эволюции энергетических систем в электроэнергетике государств - участников СНГ.

## **1 Правовое регулирование отношений государств - участников СНГ в сфере электроэнергетики**

### **1.1 Основные нормативные правовые акты, регламентирующие координацию и сотрудничество государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики**

Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года
Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года
Соглашение о сотрудничестве государств – участников СНГ в области энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года
Основные направления и принципы взаимодействия государств – участников СНГ в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения, утвержденные Решением Экономического совета СНГ от 11 марта 2005 года
Соглашение о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем от 20 ноября 2009 года
Соглашение о сотрудничестве государств – участников Содружества Независимых Государств в области охраны окружающей среды от 31 мая 2013 года
Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года
Соглашение о сотрудничестве государств-участников Содружества Независимых Государств в области образования в сфере электроэнергетики от 7 июня 2016 года
Соглашение об обмене информацией об авариях на объектах электроэнергетики государств-участников Содружества Независимых Государств от 7 июня 2016 года
Концепция сотрудничества государств – участников СНГ в области инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 01 июня 2018 года
Концепция сотрудничества государств – участников СНГ по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования, утвержденные Решением Совета глав правительств Содружества Независимых Государств от 2 ноября 2018 года
Решение Совета глав правительств СНГ от 25 октября 2019 года о Концепции сотрудничества государств - участников Содружества Независимых Государств в области цифрового развития общества

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении №1.1

## 1.2 Меморандумы и соглашения ЭЭС СНГ с международными и национальными организациями



Соглашение о сотрудничестве между Союзом электроэнергетической промышленности Еврээлектрик и Электроэнергетическим Советом СНГ от 13 ноября 2003 года
Меморандум о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Евразийским банком развития от 20 июня 2013 года
Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской экономической комиссией ООН от 24 апреля 2014 года
Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана от 18 июня 2015 года
Меморандум о взаимопонимании между Евразийской экономической комиссией и Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств от 02 ноября 2018 года
Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Международным агентством по возобновляемым источникам энергии (в стадии подписания)
Соглашение о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Межгосударственным экологическим советом государств - участников Содружества Независимых Государств от 24 октября 2014 года
Соглашение о сотрудничестве в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности между Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ и Национальным межотраслевым союзом организаций в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от 12 сентября 2013 года

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 1.2

### 1.3 Уполномоченные органы в государствах-участниках СНГ по вопросам электроэнергетики, энергоэффективности и ВИЭ









Государства – участники СНГ	Электроэнергетика	Энергоэффективность	ВИЭ
	Минэнерго <a href="http://www.minenergy.gov.az">http://www.minenergy.gov.az</a>	Минэнерго <a href="http://www.minenergy.gov.az">http://www.minenergy.gov.az</a>	Минэнерго <a href="http://www.minenergy.gov.az">http://www.minenergy.gov.az</a>
	Министерство территориального управления и инфраструктур <a href="http://www.gov.am">http://www.gov.am</a>	Министерство территориального управления и инфраструктур <a href="http://www.gov.am">http://www.gov.am</a>	Министерство территориального управления и инфраструктур <a href="http://www.gov.am">http://www.gov.am</a>
	Минэнерго <a href="https://minenergo.gov.by">https://minenergo.gov.by</a>	Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь <a href="http://energoeffect@gosstandart.gov.by">http://energoeffect@gosstandart.gov.by</a>	Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь <a href="http://energoeffect@gosstandart.gov.by">http://energoeffect@gosstandart.gov.by</a>
	Минэнерго <a href="https://energo.gov.kz">https://energo.gov.kz</a>	Министерство индустрии и инфраструктурного развития <a href="https://www.miid.gov.kz">https://www.miid.gov.kz</a>	Минэнерго <a href="https://energo.gov.kz">https://energo.gov.kz</a>
	Национальный энергохолдинг <a href="http://www.energo.gov.kg">http://www.energo.gov.kg</a>	Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования <a href="http://gkpen.kg">http://gkpen.kg</a>	Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования <a href="http://gkpen.kg">http://gkpen.kg</a>
	Министерство экономики и инфраструктуры <a href="http://mei.gov.md">http://mei.gov.md</a>	Министерство экономики и инфраструктуры <a href="http://mei.gov.md">http://mei.gov.md</a>	Министерство экономики и инфраструктуры <a href="http://mec.gov.md">http://mec.gov.md</a>
	Минэнерго <a href="https://minenergo.gov.ru/">https://minenergo.gov.ru/</a>	Минэнерго <a href="https://minenergo.gov.ru/">https://minenergo.gov.ru/</a> Минэкономразвития <a href="https://www.economy.gov.ru/">https://www.economy.gov.ru/</a>	Минэнерго <a href="https://minenergo.gov.ru/">https://minenergo.gov.ru/</a> Минпромторг <a href="https://minpromtorg.gov.ru/">https://minpromtorg.gov.ru/</a>
	Министерство энергетики и водных ресурсов <a href="https://www.mewr.tj/">https://www.mewr.tj/</a>	Министерство энергетики и водных ресурсов <a href="https://www.mewr.tj/">https://www.mewr.tj/</a>	Министерство энергетики и водных ресурсов <a href="https://www.mewr.tj/">https://www.mewr.tj/</a>
	Минэнерго <a href="http://minenergo.gov.tm/">http://minenergo.gov.tm/</a>	Минэнерго <a href="http://minenergo.gov.tm/">http://minenergo.gov.tm/</a>	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды <a href="http://www.minagri.gov.tm/">http://www.minagri.gov.tm/</a>
	Минэнерго <a href="https://minenergy.uz/">https://minenergy.uz/</a>	Минэнерго <a href="https://minenergy.uz/">https://minenergy.uz/</a>	Минэнерго <a href="https://minenergy.uz/">https://minenergy.uz/</a>

**1.4 Уполномоченные органы в государствах-участниках СНГ по вопросам экологии и климата**

Государства-участники СНГ	Экология	Климат
	Министерство Экологии и Природных Ресурсов <a href="http://eco.gov.az">http://eco.gov.az</a>	Министерство Экологии и Природных Ресурсов <a href="http://eco.gov.az">http://eco.gov.az</a>
	Министерство окружающей среды <a href="http://www.mnp.am/">http://www.mnp.am/</a>	Министерство окружающей среды <a href="http://www.mnp.am/">http://www.mnp.am/</a>
	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды <a href="http://minpriroda.gov.by">http://minpriroda.gov.by</a>	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды <a href="http://minpriroda.gov.by/">http://minpriroda.gov.by/</a>
	Министерство экологии, геологии и природных ресурсов <a href="https://www.gov.kz/memleket/entities/ecogeo">https://www.gov.kz/memleket/entities/ecogeo</a>	Министерство экологии, геологии и природных ресурсов <a href="https://www.gov.kz/memleket/entities/ecogeo">https://www.gov.kz/memleket/entities/ecogeo</a>
	Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства <a href="http://ecology.gov.kg/">http://ecology.gov.kg/</a>	Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства <a href="http://ecology.gov.kg/">http://ecology.gov.kg/</a>
	Министерство сельского хозяйства, регионального развития и окружающей среды <a href="http://www.madrm.gov.md/">http://www.madrm.gov.md/</a>	Министерство сельского хозяйства, регионального развития и окружающей среды <a href="http://www.madrm.gov.md/">http://www.madrm.gov.md/</a>
	Министерство природных ресурсов и экологии <a href="https://www.mnr.gov.ru/">https://www.mnr.gov.ru/</a>	Минэкономразвития <a href="https://www.economy.gov.ru/">https://www.economy.gov.ru/</a>
	Министерство энергетики и водных ресурсов <a href="https://www.mewr.tj/">https://www.mewr.tj/</a>	Министерство энергетики и водных ресурсов <a href="https://www.mewr.tj/">https://www.mewr.tj/</a>
	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды <a href="http://www.minagri.gov.tm/">http://www.minagri.gov.tm/</a>	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды <a href="http://www.minagri.gov.tm/">http://www.minagri.gov.tm/</a>
	Государственный комитет по экологии и охране окружающей среды <a href="http://www.uznature.uz/">http://www.uznature.uz/</a> Центр гидрометеорологической службы РУ (Узгидромет) <a href="http://www.meteo.uz/">http://www.meteo.uz/</a>	Государственный комитет по экологии и охране окружающей среды <a href="http://www.uznature.uz/">http://www.uznature.uz/</a> Центр гидрометеорологической службы РУ (Узгидромет) <a href="http://www.meteo.uz/">http://www.meteo.uz/</a>

## 2 Современное состояние и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ

### 2.1 Основные национальные нормативные правовые акты, регламентирующие функционирование электроэнергетики

	Азербайджанская Республика	Закон Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» от 03.04.1998 № 459-IQ
		Закон Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов»
	Республика Армения	Закон Республики Армения «Об энергетике» от 21.03.2001 № ЗР-148
		Концепция национальной энергетической безопасности Армении, 2013 год
	Республика Беларусь	Закон Республики Беларусь «Об использовании атомной энергии» от 30.07.2008 № 426-3
		Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» от 27.12.2010 № 204-3
		Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 08.01.2015 № 239-3
		Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь. Утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084
	Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 09.07.2004 № 588
	Кыргызская Республика	Закон Кыргызской Республики «Об электроэнергетике» от 28.01.1997, № 8
		Закон Кыргызской Республики «Об энергетике» от 30.10.1996, № 56
		Закон Кыргызской Республики «Об особом статусе Каскада Токтогульских гидроэлектростанций и национальной высоковольтной линии электропередачи» от 21.01.2002 № 7
	Республика Молдова	Закон Республики Молдова от 27.05.2016 №107 «Об электроэнергии»
		Закон Республики Молдова от 21.09.2017 № 174 «Об энергетике»
	Российская Федерация	Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.03 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»
		Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 13.05.2019 № 216
		Федеральный закон Российской Федерации «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ
	Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан «Об энергетике» от 29.11.2000 № 33
	Туркменистан	Закон Туркменистана «Об электроэнергетике», август 2014 года
	Республика Узбекистан	Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» от 30.09.2009

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 2.1

## 2.2 Сводные данные о динамике установленной мощности электростанций и производстве электроэнергии в государствах-участниках СНГ в период с 01.01.1990 по 01.01.2020.

Таблица 2.1– Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ с 01.01.1990 по 01.01.2020 г., МВт

Государства – участники СНГ	01.01.1990	1995	2000	2005	2010	2015	01.01.2020
Азербайджанская Республика	4821	5054	5046	5721	6449	7200	6706
Республика Армения	2800	3185	3190	3207	3522	3523,8	3314
Республика Беларусь	6828,4	7292,2	7838	8024	8270,5	9741,2	10098,14
Республика Казахстан	16954	17845	18361	18572	19440	21307,2	22936
Кыргызская Республика	3387,3	3468	3638	3626	3746	3592	3932
Республика Молдова	2998	3002	2996	2988	2994	2994	3057
Российская Федерация	200675,7	204628,2	204550,1	210512,2	220289,9	243187,74	252030,7
Республика Таджикистан	4449	4413	4424	4355	5024	5346,47	6406
Туркменистан	2461	2529	2652	2931	4104,2	5179	6511
Республика Узбекистан	11170	11583	11583	12359	12474	15945,7	15044
<b>ВСЕГО</b>	<b>256544,4</b>	<b>263122,7</b>	<b>264421,1</b>	<b>272411,2</b>	<b>286469,8</b>	<b>318060,1</b>	<b>330070,84</b>

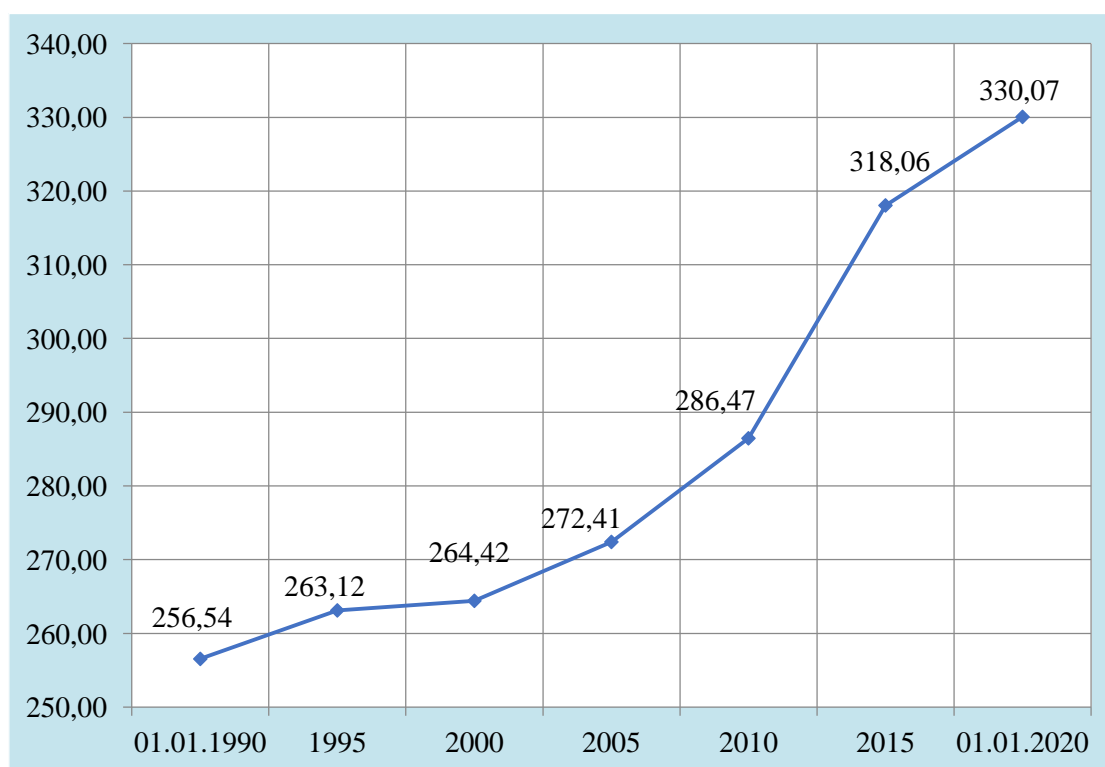


Рисунок 2.1– Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах–участниках СНГ с 01.01.1990 по 01.01.2020 года, ГВт



Таблица 2.2 – Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч

Государства – участники СНГ	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Азербайджанская Республика	23,2	17,0	18,6	22,3	18,4	22,5	23,8
Республика Армения	10,4	5,6	6,0	6,3	6,4	7,8	7,6
Республика Беларусь	39,51	24,95	26,01	30,71	34,76	34,08	40,26
Республика Казахстан	83,0	66,5	51,4	67,6	82,3	90,8	106,0
Кыргызская Республика	13,4	12,3	14,9	14,7	11,9	12,8	15,05
Республика Молдова	15,69	6,18	3,62	4,2	6,01	5,76	5,62
Российская Федерация	1056,3	843,1	862,8	935,4	1025,4	1049,9	1096,5
Республика Таджикистан	18,1	14,8	14,2	17,1	16,2	17	20,5
Туркменистан	14,6	9,9	9,9	12,34	16,08	22,4	22,93
Республика Узбекистан	56,3	47,4	46,9	47,6	51,94	58,94	63,5
<b>ВСЕГО</b>	<b>1330,5</b>	<b>1047,73</b>	<b>1054,33</b>	<b>1158,25</b>	<b>1269,39</b>	<b>1321,98</b>	<b>1401,76</b>

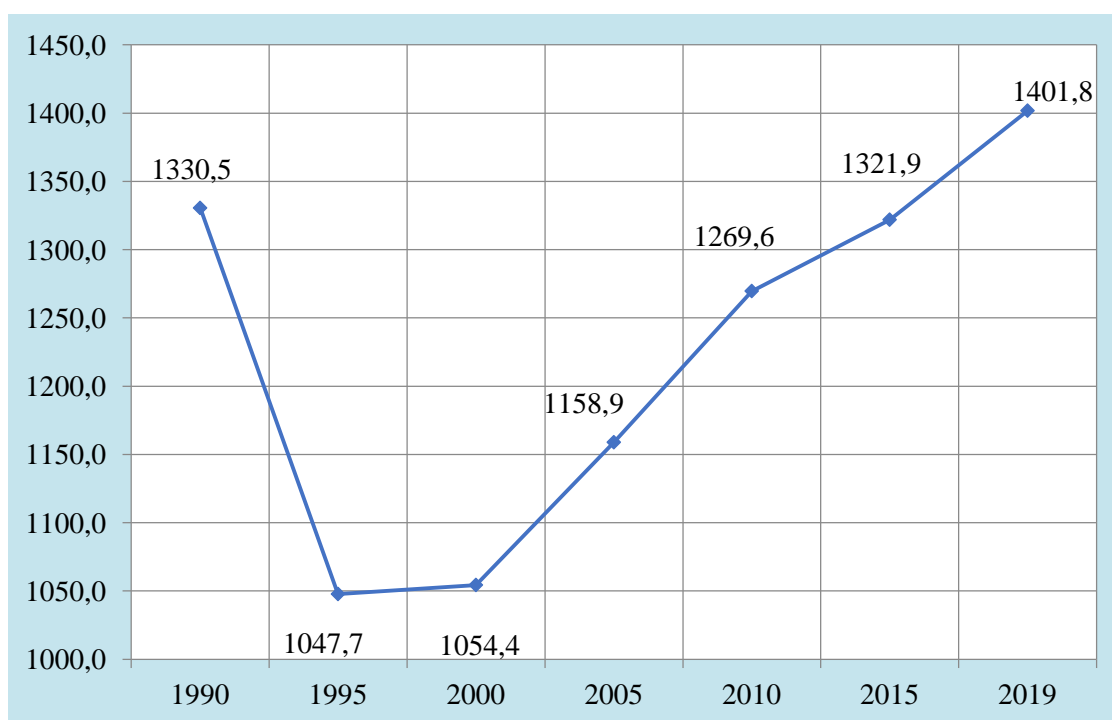


Рисунок 2.2– Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч

## 2.3 Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ

### Азербайджанская Республика

	<p><b>Энергосистема Азербайджанской Республики</b> работает в синхронной зоне и имеет электрические связи с ЕЭС России и энергосистемами Грузии и Ирана. Централизованное диспетчерское управление на большей части территории Республики осуществляет ОАО «Азерэнерджи». На территории Нахичеванской Автономной Республики распределение электроэнергии осуществляет Агентство по энергетике Нахичеванской АР.</p>
	<p><b>Генерация.</b> На 01.01.2020 общая установленная мощность генерирующих источников энергосистемы Азербайджана составляла 6679,4 МВт. Общая установленная мощность ТЭС – 5554МВт, в том числе крупные: «Азербайджанская» ТЭС (2400 МВт), «Джануб» ЭС (780МВт), Сумгайтская» ЭС (525МВт), Шимал-1 (400МВт), Шимал-2 (409МВт).</p>
	<p><b>ГЭС</b> Общая установленная мощность ГЭС (&gt;25 МВт) -955МВт, в том числе крупные:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Мингечевирская ГЭС (424МВт),</li> <li>– Шамкирская ГЭС (380МВт),</li> <li>– Еникендская ГЭС (150МВт).</li> </ul>
	<p><b>ВИЭ</b> Малые ГЭС (&lt;25МВт) - 169МВт, СЭС - 24МВт, ВЭС - 66МВт. В соответствии с Распоряжением главы государства от 05. 12. 2019 «О мерах по реализации пилотных проектов в сфере использования возобновляемых источников энергии» решаются актуальные вопросы выделения земельных участков для реализации пилотных проектов, предоставления государственных гарантий инвесторам, экономической оценки проектов и предварительных предложений по усилению сети и интеграции ВИЭ в энергосистему.</p>
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b> Условно электрическая сеть разделена на три части: системообразующая, питающая и распределительная. Системообразующая сеть включает в себя подстанции и линии электропередачи напряжением 220, 330 и 500 кВ, питающая сеть - 110 кВ, распределительная сеть - 0,4, 6, 10, 35 и 110 кВ. Электросетевой комплекс Республики состоит из нескольких сотен подстанций (ПС), в том числе: ПС напряжением 500 кВ - 2; ПС напряжением 300 кВ - 8; ПС напряжением 220 кВ - 12; ПС напряжением 110 кВ - 61. В ведении ОАО «Азерэнерджи» находятся межгосударственные ЛЭП, системообразующие и питающие. Распределение электрической энергии осуществляет ОАО «Азеришыг».</p>

## Республика Армения

	<p><b>Энергосистема Республики Армения.</b> Оперативное технологическое и экономическое регулирование, системное планирование, а также обеспечение параллельной работы электроэнергетической системы Республики Армения с региональными электроэнергетическими системами осуществляет ЗАО «Оператор электроэнергетической системы».</p>
	<p><b>Генерация.</b> На 01.01.2020 общая установленная мощность генерирующих источников энергосистемы Армении составляла 3350 МВт. В Республике функционируют 217 энергогенерирующих источников, в том числе:</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 3 ТЭС общей установленной мощностью –1537 МВт.</li> <li>– Установленная мощность Разданской ТЭС составляет 810 МВт,</li> <li>– Раздан ТЭС (5 блоков) - 485 МВт, и энергоблока комбинированного цикла (ПГУ) на Ереванской ТЭС - 242 МВт.</li> <li>– 1 АЭС, на которой функционирует 1 блок мощностью 420МВт.</li> <li>– 10 ГЭС общей установленной мощностью 992 МВт.</li> </ul>
	<p>Крупнейшими являются гидроэлектростанции Севано-Разданского каскада суммарной установленной мощностью 561 МВт.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 189 малых ГЭС мощностью 385МВт, 1 биогазовая ЭС, 3 ветряных ЭС, 10 солнечных ЭС общей установленной мощностью 15,2 МВт.</li> </ul>
	<p>В стадии строительства находятся 20 солнечных электростанций с установленной мощностью до 5МВт и суммарной мощностью 68.5 МВт. По состоянию на 01.01.2020 г. 194 автономных производителей с мощностью до 500 кВт подписали договора с ЗАО «Электрические сети Армении» (суммарная мощность около 32.9 МВт), еще 123 автономных производителя получили технические условия (суммарная мощность около 5.4 МВт).</p>
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b> Включает в себя системообразующие ЛЭП напряжением 220 и 110 кВ, протяженность которых составляет соответственно 1419 и 3296 км. Протяженность распределительных сетей напряжением 6 кВ – 3288 км. Количество системообразующих подстанций напряжением 220 и 110 кВ составляет – 14 и 123 соответственно. Сетевое хозяйство представлено компаниями ЗАО «Высоковольтные электросети» и ЗАО «Электрические сети Армении».</p>

## Республика Беларусь

	<p><b>Объединённая энергосистема (ОЭС) Республики Беларусь.</b> Управление деятельностью Белорусской энергосистемы осуществляет Государственное объединение электроэнергетики (ГПО) «Белэнерго», подчинённое Министерству энергетики. В состав ГПО «Белэнерго» входят, в том числе, шесть областных республиканских унитарных предприятий электроэнергетики - РУП-облэнерго, которые сформированы по территориальному принципу и являются вертикально интегрированными компаниями, включающими электростанции, электрические и тепловые сети, а также Республиканское унитарное предприятие «Белорусская атомная электростанция».</p> <p>В настоящее время ОЭС Республики Беларусь работает параллельно с энергосистемами государств-участников СНГ и Балтии. 25 февраля 2020 года постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь одобрена Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года, в которой рассмотрены варианты развития ОЭС Беларуси в условиях сохранения или выхода из параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины.</p>
	<p><b>Генерация.</b> На 01.01.2020 установленная мощность ОЭС Беларуси составила 10098,14 МВт. В ГПО «Белэнерго» функционируют 68 генерирующих источников, суммарной установленной мощностью 8947,31 МВт, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– 3 конденсационные станции – суммарной мощностью 4704 МВт,</li><li>– 15 ТЭЦ более 50 МВт – суммарной мощностью 3904 МВт,</li><li>– ТЭЦ менее 50 МВт – суммарной мощностью 207 МВт,</li><li>– мини-ТЭЦ – 35 МВт,</li><li>– 24 ГЭС суммарной мощностью 88,11 МВт,</li><li>– 1 ВЭС мощностью 9 МВт.</li></ul> <p>Суммарная мощность локальных источников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», составляет 1150,83 МВт (из них ВИЭ – 307,9 МВт). Начиная с 2016 года реализуется комплекс мероприятий, позволяющий эффективно интегрировать строящуюся АЭС мощностью 2400 МВт (2 энергоблока по 1200 МВт) в энергосистему.</p>
	
	
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b> В состав электросетевого комплекса входят:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– воздушные электрические сети классов напряжения 750 кВ, 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 10 (6) кВ, 0,4 кВ, суммарной протяженностью 239,03 тыс. км;</li><li>– кабельные линии электропередачи – 40,7 тыс. км;</li><li>– электрические подстанции напряжением 750/330/110 кВ, 330/110 кВ, 220/110 кВ, 110/10(6) кВ, 35/10 кВ, 10(6)/0,4 кВ, в том числе 1 330 ед. трансформаторных подстанций 35-750 кВ и 74 646 ед. трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ.</li></ul> <p>Системообразующая сеть сформирована на напряжении 220-750 кВ.</p>



## Республика Казахстан

	<p><b>Единая энергосистема (ЕЭС) Республики Казахстан.</b>          Централизованное диспетчерское управление ЕЭС РК осуществляется филиалом АО «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр Системного оператора» (НДЦ СО). Оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС РК организовано по схеме прямого оперативного подчинения НДЦ СО девяти региональных диспетчерских центров (РДЦ), являющихся структурными подразделениями филиалов АО «KEGOC» «Межсистемные электрические сети».</p> <p>В настоящее время Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан работает в параллельном режиме с энергосистемами Российской Федерации и стран Центральной Азии (Кыргызстан и Узбекистан).</p>
	<p><b>Генерация.</b>          На 01.01.2020 общая установленная мощность электростанций Казахстана составляла 22936 МВт.</p> <p>В Республике Казахстан функционируют 158 электростанций различной формы собственности (большинство частных). Электрические станции в Казахстане разделяются на электростанции национального, промышленного и регионального назначения.</p>
	<p>К электрическим станциям национального значения относятся 5 крупных ТЭС и 4 ГЭС. К электростанциям промышленного значения относятся 5 ТЭС с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов. Электростанции регионального значения — это электростанции, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а также теплоснабжение близлежащих городов.</p>
	<p><b>ВИЭ.</b>          По итогам первого полугодия 2020 г. доля возобновляемых источников энергии (в том числе малые ГЭС) составляет 2,3%.</p> <p>Общая установленная мощность ВИЭ (за первое полугодие 2020 г.) составляет 1500 МВт, в том числе: ВЭС - 383,9 МВт; малые ГЭС – 224,6 МВт; СЭС – 883,6 МВт; БиоЭС– 7,82 МВт.</p> <p>Выработка электроэнергии ВИЭ за 2019 год составила 2,4 млрд кВтч, по состоянию на первое полугодие 2020 года выработка электроэнергии составляет 1,4 млрд. кВтч:</p> <p>ВЭС – 496,26 млн.кВтч; малые ГЭС – 331,39 млн.кВтч; СЭС – 603,41 млн.кВтч; БиоЭС – 2,5 млн. кВтч.</p>
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b>          На балансе АО «KEGOC» находятся ЛЭП напряжением от 0,4 до 1150 кВ, общая протяженность которых составляет 26900,91 км, а также 80 подстанций напряжением 35 – 1150 кВ. Передачу и распределение электроэнергии осуществляют 155 энергопередающих организаций, в том числе 19 региональных электросетевых компаний, которые эксплуатируют электрические сети по классам напряжения от 0,4 до 220 кВ. Потери электроэнергии в НЭС по итогам 2019 года составили 2,9 млрд кВт·ч, что составляет 6,27 % по отношению к отпуску электроэнергии в сеть.</p>

## Кыргызская Республика

	<p><b>Энергосистема Кыргызской Республики</b>  Управление деятельностью Кыргызской энергосистемы осуществляет ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания». Производство электрической и тепловой энергии в Республике осуществляет ОАО «Электрические станции». Энергосистема Кыргызской Республики работает в составе ОЭС Центральной Азии, при координации оперативно – технологической деятельности КДЦ «Энергия», расположенному в г.Ташкент.</p>
	<p><b>Генерация.</b>  На 01.01.2020 установленная мощность Кыргызской энергосистемы составила 3932 МВт. Всего в Республике функционируют 18 электростанций: 7 ГЭС, 2 ТЭС и 9 малых ГЭС. Основу электроэнергетики Республики Кыргызстан составляют гидроэлектростанции, суммарной мощностью 3030 МВт, в том числе:</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Токтогульская – мощностью 1200 МВт;</li> <li>– Курпсайская - мощностью 800 МВт;</li> <li>– Таш-Кумырская - мощностью 450 МВт;</li> <li>– Шамалды-Сайская – мощностью 240 МВт;</li> <li>– Уч-Курганская - мощностью 180 МВт;</li> <li>– Камбар-Атинская 2 - мощностью 120 МВт;</li> <li>– Ат-Башинская – мощностью 40 МВт.</li> </ul>
	<p>В Республике работают 2 ТЭЦ суммарной электрической мощностью 862 МВт, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Бишкекская ТЭЦ мощностью 812 МВт на угле,</li> <li>– Ошская ТЭЦ мощностью 50 МВт, работающая на мазуте.</li> </ul> <p>Девять малых гидроэлектростанций имеют суммарную мощность 40 МВт.</p>
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b>  Электрическая сеть энергосистемы Кыргызской Республики включает в себя: линии электропередачи напряжением 110-500 кВ, общей протяженностью 6 683 км, в том числе по напряжениям: ВЛ 500кВ - 541 км; ВЛ 220 кВ - 1 748 км; ВЛ 110кВ - 4 353км; ВЛ 35 кВ - 41 км; 190 подстанций напряжением 110 кВ и выше суммарной мощностью 8 929,2 МВА, в том числе: ПС 500 кВ - 2/1829 шт./МВА; ПС 220 кВ - 14/2902 шт./МВА; ПС 110 кВ - 174/4188,2 шт./МВА. Межсистемные связи с энергосистемами Республики Казахстан, Узбекистан и Таджикистан организованы на напряжении 220-500 кВ.</p>

## Республика Молдова

	<p><b>Энергосистема Республики Молдова.</b> Единое оперативно-технологическое управление электроэнергетической системой и передачу электрической энергии по основной сети энергосистемы осуществляет оператор передающей сети и системы государственное предприятие (ГП) «Moldelectrica» на основе выданной Национальным Агентством по Регулированию в Энергетике – НАРЭ лицензии. Основным приоритетом для энергетического сектора Молдовы является отделение конкурентных видов деятельности от монопольных в рамках одной компании и соответствующая сертификация ГП Moldelectrica.</p>
	<p><b>Генерация.</b> На 01.01.2020 общая установленная мощность генерирующих источников Молдовы составляла 3057 МВт. В Республике Молдова функционируют 17 электростанций, в том числе 13 ТЭС, общей мощностью 2995,5 МВт:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Молдавская ГРЭС установленной мощностью 2520 МВт;</li> <li>– Кишинэу ТЭЦ-2 (электрическая мощность 240 МВт);</li> <li>– Кишинэу ТЭЦ-1 (электрическая мощность 66 МВт);</li> <li>– ТЭЦ-Nord, Бэлць (электрическая мощность 24 МВт);</li> <li>– электростанции, принадлежащие заводам по переработке сахара, включая 9 ТЭЦ (электрическая мощность 97,5 МВт);</li> <li>– Дубэсарская ГЭС (электрическая мощность 48 МВт,);</li> </ul>
	
	<p><b>ВИЭ.</b> Костештская ГЭС – 16 МВт, СЭС – 0,5 МВт, ВЭС – 3,7 МВт, др. ВИЭ – 25МВт. Правительство поддерживает проект развития парка ветрогенераторов на юге страны мощностью 180 МВт, с вводом в эксплуатацию в 2022 году. ЕБРР работает над организацией проведения в Молдове серии аукционов для крупномасштабных проектов по ВИЭ, в ходе которых планируется заключить контракты на 80 МВт ветровой энергии, 25 МВт фотовольтаики и 8 МВт биогаза.</p>
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b> Высоковольтными линиями электропередачи ВЛ-110, ВЛ-330 и ВЛ-400 кВ Молдавская энергосистема (МЭС) связана с энергосистемами Украины и Румынии. Энергосистема насчитывает свыше 15 тыс. трансформаторных подстанций напряжением 6-400 кВ общей мощностью более 10 тыс. МВА. Пропускная способность межгосударственных связей МЭС с электроэнергетической системой Румынии составляет 150 МВт на напряжении 110 кВ и 1000 МВт на напряжении 400 кВ.</p>

## Российская Федерация


	<p><b>Энергосистема Российской Федерации</b> состоит из ЕЭС России и изолированных энергосистем. Единая энергетическая система России – это уникальный, высокоавтоматизированный, единый технологический комплекс, включающий 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все ОЭС соединены межсистемными линиями электропередачи напряжением 220-750 кВ и работают в синхронном режиме, за исключением ОЭС Востока.</p>
	<p><b>Генерация.</b> На 01.01.2020 общая установленная мощность электростанций России составила 252030,7МВт, в т.ч. ЕЭС России – 246342,45 МВт. В ЕЭС России входит около 843 электростанций мощностью выше 5 МВт.</p> <p><b>АЭС.</b> Российская атомная отрасль – это единый энергопромышленный комплекс, являющийся одним из передовых в мире по уровню научно-технических разработок, опыту эксплуатации и квалификации персонала АЭС. Проекты АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) доказали свою надежность в процессе тысячи реакторо-лет безаварийной работы. Все оборудование АЭС отечественного производства, технический уровень которого не уступает мировому. На 01.01.2020 общая установленная мощность 10 АЭС ЕЭС России составила 30313,18 МВт (12,3 % от всей мощности ЕЭС России).</p>
	<p><b>ГЭС.</b> Гидроэнергетика России – это 87 крупных гидроэлектростанций, в том числе 21 ГЭС мощностью свыше 500 МВт. На 6 крупнейших компаний приходится почти 95% установленной мощности ГЭС, из них половина - на ПАО «Русгидро». Все оборудование отечественного производства и его технико-экономические показатели не уступают современным зарубежным аналогам.</p>
	<p>На 01.01.2020 общая установленная мощность ГЭС составила 49870,29 МВт (20,24 % от всей мощности ЕЭС России).</p> <p><b>ТЭС.</b> На 01.01.2020 установленная мощность ТЭС ЕЭС России составила 164612,14 МВт (66,82 % от всей мощности ЕЭС России).</p>
	<p>Установленная мощность ПГУ составляет свыше 26,0 ГВт.</p> <p><b>ВИЭ.</b> По состоянию на 01.01.2020 установленная мощность ВЭС, расположенных в ЕЭС России составила 184,12 МВт (0,08 % от всей мощности ЕЭС России), а установленная мощность СЭС – 1362,72 МВт (0,55 % от всей мощности ЕЭС России).</p>
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b> Общая протяженность электрических сетей всех классов напряжения составляет почти 2650 тыс. км, включая ЛЭП протяженностью свыше 150 тыс. км номинального напряжения 220-1150 кВ, составляющие основную системообразующую сеть. Группа компаний «Россети» является одной из крупнейших электросетевых компаний в мире по числу потребителей и протяженности сетей напряжения, совокупная протяженность линий электропередачи всех классов напряжений составляет 2,37 млн км, трансформаторная мощность 517 тыс. подстанций – более 802 ГВА.</p>



## Республика Таджикистан

	<p><b>Электроэнергетическая система Таджикистана</b> работает как единая система и соединяет четыре отдельных региона: Согд (Север), Хатлон (Юг), Душанбе и близлежащие районы и Районы республиканского подчинения (РРП).</p> <p>Открытая Акционерная Холдинговая Компания ОАХК «Барки Точик» контролирует электрические станции и сети, выработку, передачу и распределение электроэнергии в Республике, за исключением Горно-Бадахшанской автономной области, которая работает изолировано (не имеет связи с основной электроэнергетической системой Таджикистана).</p>
	<p><b>Генерация.</b> На 01.01.2020 общая установленная мощность энергосистемы Таджикистана составляла 6406,5 МВт (с учетом Рогунской ГЭС).</p> <p><b>ГЭС</b> являются основным доступным энергетическим ресурсом и главным источником электричества в Таджикистане. Крупнейшими ГЭС республики являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Нурекская ГЭС на реке Вахш мощностью 3000 МВт;</li> <li>– Байпазинская ГЭС мощностью 600 МВт;</li> <li>– Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт;</li> <li>– Сангтудинская ГЭС-2 мощностью 220 МВт.</li> </ul>
	<p>Кроме того, на реке Вахш успешно функционирует каскад Вахшских ГЭС (Головная, Перепадная, Центральная) общей мощностью 285 МВт; на реке Варзоб — Каскад Варзобских ГЭС общей мощностью 27,2 МВт; на реке Сырдарья — Кайраккумская ГЭС мощностью 126 МВт, на Памире, на реке Гунт - Хорогская ГЭС и Памирская ГЭС-1 общей мощностью 37 МВт.</p> <p><b>ТЭС.</b> В Таджикистане работают две ТЭЦ: Душанбинская (198 МВт), на газе и мазуте, и Душанбинская ТЭЦ-2 (400 МВт), на угле.</p>
	<p><b>ВИЭ.</b> Таджикистан обладает значительными энергетическими запасами ресурсов ВИЭ. В Республике зарегистрированы более 285 действующих малых ГЭС мощностью от 5 до 4300 кВт. Из этого количества 16 малых ГЭС построены и эксплуатируются ОАХК «Барки Точик» и являются государственными. Компания «Памир Энерджи» управляет одиннадцатью малыми и мини-ГЭС общей установленной мощностью 44,16 МВт.</p>
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b></p> <p>В объединенной энергосистеме Таджикистана системообразующими являются линии электропередачи напряжением 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ. Протяжённость линий 500 кВ составляет около 683,8 км (в том числе ЛЭП 195 км Рогун - Душанбе), линий 220 кВ – 1942 км и линий 110 кВ – 3077 км. В систему входят три подстанции 500 кВ, 29 подстанций 220 кВ и 178 подстанций 110 кВ.</p>

## Туркменистан

	<p><b>Энергосистема Туркменистана.</b> Государственная электроэнергетическая корпорация «Туркменэнерго» Министерства энергетики Туркменистана обеспечивает эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов, осуществляет централизованное электроснабжение потребителей народного хозяйства и теплоснабжение в ряде городов, а также экспорт электроэнергии в другие страны. Планируется соединение энергоузлов страны через воздушные линии электропередачи напряжением 500 кВ в единое целое, которое создаст кольцо между основными энергоузлами. Кроме этого, планируется строительство ЛЭП напряжением 500 кВ, что даст возможность выполнить планы экспорта электроэнергии в Иран и Турцию транзитом через Иранскую энергосистему.</p>
	<p><b>Генерация.</b> На 01.01.2020 общая установленная мощность генерирующих источников Туркменистана составляла 5178,4 МВт. По данным Министерства энергетики Туркменистана в систему Государственной электроэнергетической корпорации «Туркменэнерго» входят 12 государственных электростанций. Первый объект электроэнергетики Туркменистана «Гиндукушская» гидроэлектростанция общей мощностью 1,2 МВт была сооружена на берегу реки Мургаб ещё в 1913 году. Она до сих пор продолжает вырабатывать электроэнергию, став своеобразным музеем.</p>
	<p>Первый энергоблок флагмана туркменской энергетики - Марыйской ГРЭС введен в эксплуатацию в 1973 году. С вводом в 1987 году восьмого энергоблока установленная мощность станции составила 1685 МВт. С вводом в эксплуатацию в октябре 2014 года трех газовых турбин общей мощностью 146,7 МВт мощность электростанции составила 1831,7 МВт. В настоящее время на территории Марыйской ГРЭС ведется строительство газотурбинной электростанции комбинированного цикла мощностью 1574 МВт. Все электростанции работают на природном газе от ближайших газовых месторождений страны, в качестве резервного топлива используется мазут и дизельное топливо собственных нефтеперерабатывающих заводов.</p>
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b> Для надежного обеспечения электрической энергией потребителей города Ашхабада и пяти велаятов (областей) производственные объединения осуществляют техническое обслуживание электрических сетей и надзор за энергетическим оборудованием, находящимся в пределах соответствующих территорий. На балансе производственных объединений находятся около 50 тыс. км воздушных линий электропередачи, а также почти 12 тыс. трансформаторных подстанций различного класса напряжений.</p>

## Республика Узбекистан

	<p><b>Энергосистема Узбекистана.</b> Государственное регулирование процессов производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии осуществляет Министерство энергетики Республики Узбекистан, образованное в соответствии с Указом Президента от 01.02.2019 № УП-5646 «О мерах по коренному совершенствованию системы управления топливно-энергетической отраслью Республики Узбекистан». На базе АО «Узбекэнерго» организованы три акционерных общества: «Тепловые электрические станции», «Национальные электрические сети Узбекистана» и «Региональные электрические сети». Электроэнергетическая система Республики условно разделена на 5 территориальных энергоузлов: Северо-Западный; Юго-Западный; Южный; Восточный и Центральный.</p>
 	<p><b>Генерация.</b> На 01.01.2020 установленная генерирующая мощность Республики составляет 15044 МВт, из них: ТЭС – 13115 МВт, ГЭС – 1682 МВт, МГЭС -247 МВт. Основным источником генерации являются 11 ТЭС, в том числе 3 ТЭЦ. Мощность современных энергоэффективных энергоблоков составляет 2825 МВт или 25,6 процентов от общей мощности ТЭС. В 2019 году на ТЭС выработано 89,6% электрической энергии от общей выработанной внутри Республики. <b>Гидроэнергетика</b> включает 42 ГЭС, в том числе 12 крупных, общей мощностью 1682 МВт (90,8% от общей мощности ГЭС), 28 МГЭС, общей мощностью 247 ГВт (13,5%) и 2 микро ГЭС, общей мощностью 0,5МВт. По водотоку работают 30 ГЭС мощностью 532 МВт (4 крупных – 317 МВт и 26 МГЭС– 215 МВт). При водохранилищах имеется 10 ГЭС суммарной мощностью 1400МВт.</p>
	<p><b>Электросетевой комплекс.</b> Передача электрической энергии от генерирующих источников до АО «Региональные электрические сети» осуществляется АО «Национальные электрические сети Узбекистана» по магистральным электрическим сетям напряжением 220-500 кВ, общей протяженностью более 9,7 тыс. км. Реализация электрической энергии потребителям Республики осуществляется 14 территориальными распределительно-сбытовыми предприятиями электрических сетей, функционирующими в каждом территориальном образовании в качестве акционерных обществ в составе АО «Региональные электрические сети». На балансе предприятий находятся ЛЭП общей протяженностью более 250,4 тыс. км и подстанции напряжением до 110 кВ включительно, в количестве 1700 ед. Самыми разветвленными, протяженностью более 223,8 тыс. км, являются электрические сети напряжением 0,4-6-10 кВ, по которым в основном осуществляется поставка электрической энергии потребителям Республики.</p>

## 2.4 Актуальные обзоры и отчёты о функционировании электроэнергетики

Государства – участники СНГ		Разработчик	Наименование документа	Год Выпуска
	Республика Армения	Правительство	100 лет энергетике Армении (исторический обзор)	2003
	Республика Беларусь	РУП «БелТЭИ»	Обзор сектора электро - и теплоэнергетики в Республике Беларусь	2018
	Республика Казахстан	Казахстанская ассоциация нефте-газового и энергетического комплекса KAZENERGY	Национальный энергетический доклад KAZENERGY 2019	2019
		Казахская электроэнергетическая ассоциация СОВЕТ РЫНКА	Отчет о функционировании рынка электрической энергии и мощности за 2019 год	2020
		Департамент «Развития рынка» SAMRUK ENERGY	Анализ рынка электроэнергии и угля Казахстана 2019 год	2020
		«Центрально-Азиатская Электро-энергетическая Корпорация»	Годовой отчёт	2018
	Республика Молдова	Национальное Агентство по Регулированию в Энергетике	Годовой отчёт	2019
	Российская Федерация	ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации	Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014-2018 годах	2020
		СО «ЕЭС»	Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году	2020
	Республика Таджикистан	Министерство энергетики	Генеральный план развития энергетического сектора - заключительный отчёт	2017

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 2.2

### 3 Энергоэффективность и энергосбережение

#### 3.1 Основные нормативные правовые акты

	Азербайджанская Республика	Закон Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов» от 30.05.1996 г. № 94-IQ
	Республика Армения	Закон Республики Армения «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике» Принят 09.11 2004
	Республика Беларусь	Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» от 08.01.2015 № 239-3
	Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13.01.2012 № 541-IV
	Кыргызская Республика	Закон Кыргызской Республики «Об энергосбережении» от 07.07.1998 № 88
	Республика Молдова	Закон Республики Молдова «Об энергоэффективности» от 19.07.2018 № 139
	Российская Федерация	Федеральный закон Российской Федерации «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 №261-ФЗ
	Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан «Об энергосбережении и энергоэффективности» от 19.09.2013 №1018
	Туркменистан	Постановление Президента Туркменистана от 21. 02. 2018 «Государственная программа по энергосбережению на 2018- 2024 годы»
	Республика Узбекистан	Закон Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии» от 25.04.1997 №412-1
		Закон Республики Узбекистан от 14 июля 2020 №ЗРУ-628 о внесении изменений и дополнений в Закон Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии»
		Постановление Президента Республики Узбекистан от 22 августа 2019 г. №ПП-4422 «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии»
		Постановление Президента Республики Узбекистан от 10 июля 2020 г. №ПП-4779 «О дополнительных мерах по сокращению зависимости отраслей экономики от топливно-энергетической продукции путем повышения энергоэффективности экономики и задействования имеющихся ресурсов»

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении №3.1



### 3.2 Динамика удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии на электростанциях и потерь электроэнергии в электрических сетях

Таблица 3.1 – Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на ТЭС государств – участников СНГ, г у.т./кВт·ч в период с 1995 по 2019 гг.

Государства – участники СНГ		1995	2000	2005	2010	2015	2019
	Азербайджанская Республика	385,1	411,3	378,8	317,6	291,96	279,8
	Республика Армения	н.д.	373	390,7	304,0	285,3	283
	Республика Беларусь	296,7	282,0	274,8	268,9	235,5	240,7
	Республика Казахстан	н.д.	385,0	362,2	352,2	382,1	381,2
	Кыргызская Республика	249,9	396,8	406,3	403,0	417,1	420,7
	Республика Молдова	394,8	346,0	н.д.	279,4	299,4	295
	Российская Федерация	345,8	341,2	334,3	334,4	322,8	306,2
	Республика Таджикистан	375,6	326,6	269,9	440,7	219,7	587,9
	Туркменистан	379,3	371,0	439,6	461,6	427,8	445,7
	Республика Узбекистан	362,7	379,5	381,0	379,8	374,9	345,5

Таблица 3.2 – Относительные расходы электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 2005 по 2019 г., %

Государства – участники СНГ		2005	2010	2015	2019
	Азербайджанская Республика	4,0	9,3	4,12	1,86
	Республика Армения	14,5	12,5	10,7	1,63*
	Республика Беларусь	11,08	11,19	9,01	7,69
	Республика Казахстан**		6,7	6,9	5,3
	Кыргызская Республика	6,05	5,17	5,41	5,48
	Республика Молдова	14,08	4,2	2,9	2,48
	Российская Федерация	12,86	11,81	10,96	10,43
	Республика Таджикистан	15,8	14,3	15,7	15,4
	Туркменистан	13,2	20,1	15,25	8,85
	Республика Узбекистан	16,9	14,6	14,9	14,3

\* данные по ЗАО «Высоковольтные электрические сети»

\*\* данные по сетям АО «КЕГОС»

### 3.3 Передовой опыт и примеры наилучшей практики

#### 3.3.1 Республика Беларусь

##### Снижение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии

В период с 2008 по 2019 год существенно улучшились показатели удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии тепловыми электрическими станциями ГПО «Белэнерго».



Рисунок 3.1 –Динамика изменения удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии по ГПО «Белэнерго» по годам

В 2019 году фактические удельные расходы условного топлива составили 240,7 г у.т./кВт·ч. От уровня 2008 года снижение составило 38,9 г у.т./кВт·ч. С 2007 по 2015 год данный показатель был самым низким среди государств – участников СНГ.

В 2016 году в условиях оптимальных режимов и состава работающего оборудования, а также сбалансированных объемов экспорта и импорта электрической энергии был достигнут абсолютный минимум по удельным расходам условного топлива на отпуск электроэнергии, который составил 230,4 г у.т./кВт·ч.

Основным приоритетным направлением совершенствования энергетической политики в отрасли является реализация энергосберегающих технологий.

Основные пути реализации потенциала энергосбережения следующие: направления инвестиций в модернизацию и обновление производства, развитие новейших технологий и научно-технический прогресс, совершенствование организационных и экономических механизмов стимулирования энергосбережения.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 марта 2016 г. № 248 утверждена Государственная программа «Энергосбережение» на 2016–2020 годы (далее – Государственная программа «Энергосбережение»). Государственной программой «Энергосбережение» перед ГПО «Белэнерго» поставлена задача за счет реализации комплекса мероприятий обеспечить получение экономии ТЭР в текущей пятилетке в объеме не менее 850 тыс. т у.т., в том числе по годам (в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь от 29.12.2019 № 986).

Таблица 3.3–Задания по экономии ТЭР в соответствии с Государственной программой «Энергосбережение» в Республике Беларусь, тыс. т у.т.

Наименование	Период					
	2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020
Задание по экономии ТЭР	170,0	170,0	120,0	180,0	155,0	850,0
Целевой показатель энергосбережения	170,0	170,0	-2,4%	-3,4%	-3,1%	
Факт	192,0	185,9	217,1853 (-4,5%)	211,3623 (-3,9%)	155,0 (-3,1%)*	961,4476*

\*оценка

### **Ввод новых мощностей**

В 2007 году суммарное увеличение электрической мощности в энергосистеме составило 15,3 МВт, были введены:

- 2,7 МВт на мини ТЭЦ на древесных отходах в г. Пинске;
- 2,4 МВт на мини-ТЭЦ на базе РК-3 Молодечненских электросетей, работающей на местном топливе;
- 0,2 МВт на ГЭС на р. Щара;
- 10,0 МВт дополнительно на Гродненской ТЭЦ-2 на реконструированном турбоагрегате № 1, достигшем мощности 70 МВт.

В 2008 году введено 44 МВт генерирующих мощностей, в том числе:

- ДГУ мощностью 4 МВт на Гомельской ТЭЦ-2;
- газотурбинная установка мощностью 25 МВт на Лидской ТЭЦ;
- реконструирован турбоагрегат Лукомльской ГРЭС путем модернизации энергоблока № 2 с увеличением мощности на 15 МВт.

В 2009 году введены генерирующие источники общей мощностью 286,8 МВт,

в том числе:

- 3,7 МВт на мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Пружаны РУП «Брестэнерго»;
- закончен строительством объект «Брестская ТЭЦ. Замена турбины ст. № 3»;
- модернизирован энергоблок № 4 Лукомльской ГРЭС с увеличением мощности паровой турбины на 15,0 МВт;
- введена в эксплуатацию когенерационная газопоршневая установка мощностью 26,1 МВт на Жлобинской котельной (1 очередь);
- введен в эксплуатацию парогазовый энергоблок мощностью 230 МВт на Минской ТЭЦ-3.

В 2011 году введены генерирующие источники общей мощностью 168,7 МВт, в том числе:

- в рамках реконструкции блока ст. № 5 Березовской ГРЭС смонтированы 2 газовые турбины общей мощностью 58 МВт;



- на Витебской ТЭЦ выполнена замена турбоагрегата ст. № 2 мощностью 35 МВт на новый турбоагрегат электрической мощностью 40 МВт;
- на Минской ТЭЦ-2 установлены два парогазовых блока мощностью по 32,5 МВт каждый;
- введена в эксплуатацию Речицкая мини-ТЭЦ, работающая на местных видах топлива, в г. Речица Гомельской области мощностью 4,2 МВт;
- введена в эксплуатацию ветроэнергетическая установка в н.п. Грабники Новогрудского района мощностью 1,5 МВт.

В 2012 году введены в эксплуатацию генерирующие источники общей мощностью 416,6 МВт, в том числе:

- блок ПГУ на Минской ТЭЦ-5 мощностью 399,6 МВт;
- Гродненская гидроэлектростанция мощностью 17 МВт.

В 2013 году введено генерирующее оборудование общей мощностью 209,2 МВт, в том числе:

- газотурбинная установка на Гродненской ТЭЦ-2 мощностью 121,7 МВт;
- установка ПГУ на РК-3 г. Могилева (ПГУ) мощностью 11,6 МВт (1-й пусковой комплекс);
- реконструкция турбоустановки на Мозырской ТЭЦ с увеличением мощности на 10 МВт;
- мини-ТЭЦ на местных видах топлива «Барань» в г. Орша мощностью 3,250 МВт;
- утилизационная турбина на Бобруйской ТЭЦ-2 мощностью 2,6 МВт.

В 2014 году введено в эксплуатацию 1109,2 МВт генерирующей мощности, в том числе следующие объекты:

- Березовская ГРЭС. Реконструкция блока ст. № 5 с надстройкой газовыми турбинами с мощностью паротурбинной установки 180 МВт;
- Березовская ГРЭС. Строительство ПГУ – 427 МВт;
- Лукомльская ГРЭС. Строительство ПГУ – 427 МВт;
- Реконструкция котельного цеха №3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ в г. Борисове со строительством парогазовой установки (ПГУ-65 МВт);
- РК-3 в г. Могилев (II пусковой комплекс) мощностью 7,9 МВт (ПГУ);
- Могилевская ТЭЦ-2 утилизационная турбина ст. № 6 мощностью 2,3 МВт в здании главного корпуса.

В 2015 году введена в эксплуатацию:

- Мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Лунинце (первая очередь строительства мощностью 4,67 МВт).

В 2016 году в Республике Беларусь введены в эксплуатацию 46,8 МВт генерирующей мощности, в том числе следующие объекты:

- Оршанская ТЭЦ. Замена турбоагрегата ст. №1 (12,8 МВт);

- Строительство ветроэнергетического парка в районе н.п. Грабники Новогрудского района (7,5 МВт);

- Реконструкция турбин станционный № 3 и станционный № 4 с применением современных парогазовых технологий Могилевской ТЭЦ-1 по ул. Челюскинцев, 1-ая очередь строительства (26,5 МВт).

В 2017 году в Республике Беларусь введены в эксплуатацию 92,96 МВт генерирующей мощности, в том числе следующие объекты:

- Строительство Полоцкой ГЭС на реке Западная Двина Витебской области» (21,66 мвт);

- Строительство Витебской ГЭС на реке Западная Двина (40 МВт);

- Реконструкция Гомельской ТЭЦ-1 с созданием блока ПГУ-35 с установкой ГТУ-25, котла-утилизатора и паровой турбины (3 1,3 МВт).

В 2018 году на предприятиях ГПО «Белэнерго» ввод генерирующих мощностей не планировался. В рамках реализации мероприятий Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 – 2020 годы, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 31 марта 2016 г. № 8, в 2018 году обеспечен ввод в эксплуатацию объекта «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой».

Кроме того, обеспечен ввод в эксплуатацию следующих основных значимых для энергосистемы Республики Беларусь объектов:

- Реконструкция ПС 1 10/35/10 кВ «Ивацевичи» Брестской области;

- 3-й пусковой комплекс 1-й очереди строительства и 1-й пусковой комплекс 11-й очереди строительства объекта «Реконструкция ПС-330/110/10 кВ «Минск-Северная» с заходами ВЛ-110 кВ Минского района»;

- 1-я и 2-я очереди строительства объекта «Реконструкция ПС-220 кВ «Столбцы» с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ «Столбцы-Барановичи»;

- Строительство кабельных линий 110 кВ ТЭЦ-3 – ПС 1 10/10 кВ «Подлесная».

Обеспечено строительство (реконструкция) электрических сетей (линии электропередачи 0,4 – 330 кВ) – 2 284,6 км при плане 1 824,7 км.

В 2019 году в Республике Беларусь введены в эксплуатацию 82,11 МВт генерирующей мощности, приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- Гродненская ТЭЦ-2. Реконструкция турбоагрегата ПТ-60-130/13 ст. № 2 с заменой вспомогательного оборудования и генератора (вводная мощность — 70 МВт);

- Реконструкция турбин ст. № 3 и ст. № 4 с применением современных парогазовых технологий Могилевской ТЭЦ-1, 2 очередь строительства (вводная мощность – 12 МВт);

- Реконструкция Зельвенской ГЭС (вводная мощность – 0,11 МВт).

**Управление энергосбережением и повышением энергоэффективности с применением целевых программ**

Для управления процессом энергосбережения и повышения энергоэффективности в энергокомпании используется Государственная программа «Энергосбережение» на 2016 – 2020 годы.

### 3.3.2 Республика Казахстан

#### Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, 2014 г.

Содержит раздел «Анализ лучших практик в области энергоэффективности. Промышленность. Примеры из практики», включающий следующий перечень материалов:

- Программа энергетического аудита (ПЭА), Финляндия.
- Система субсидирования в области энергосбережения и экологического консалтинга (ЕМА), Нидерланды.
- Энергетическая сеть крупных промышленных предприятий (ЭСКПП), Ирландия.
- Добровольные соглашения по энергосбережению в промышленном секторе, Финляндия.
- Промышленные предприятия с индивидуальными показателями энергосбережения, Болгария.
- Фонд устойчивого финансирования энергетики Польши.
- Повышение энергетической эффективности на промышленных предприятиях путем совершенствования методов управления спросом на энергию и составления энергетических балансовых отчетов, Румыния.
- Проект поддержки внедрения системы управления энергопотреблением в промышленности, Норвегия.
- Энергетический менеджер, Италия.
- Курсы подготовки энергетических менеджеров в промышленности, Литва.
- Программа «Мотор Чэлендж», Европейский Союз.
- Рыночные стимулы: Система «белых сертификатов», Италия.
- Концепция Сервисной энергетической компании (ESCO), Финляндия.
- Концепция СЭК (ESCO), Корея.
- Плата за реактивную мощность в странах ЕС. ЖКХ.
- Критерии национальных стандартов для энергопассивных и энергосберегающих зданий, Норвегия.
- Минимальные требования по энергоэффективности многоквартирных жилых домов, Латвия.
- Энергетический аудит, Чешская Республика
- Союз Ассоциаций собственников жилья (САС), Болгария
- Обязательные процедуры в области госзакупок (касающиеся энергоэффективных технологий и технологий в области ВИЭ – «зеленые» госзакупки) в общественных зданиях, Греция.
- Программа реновации и модернизации многоквартирных домов, Литва.
- Программа поддержки энергоэффективной модернизации многоквартирных домов, 2010 год, Эстония.

- Программы в области повышения энергетической эффективности домашних хозяйств с низким уровнем доходов в контексте Стратегии Великобритании в области борьбы с топливной бедностью, Великобритания. Схема «Теплый фронт».
- Обогреем Новую Зеландию: умный подход.
- Информационная система мониторинга энергоэффективности и учёта уровня сэкономленной энергии, Греция.
- Субсидирование производства и распределения тепла, получаемого из ВИЭ, Норвегия.
- Производственные стандарты и маркировка, Австралия.
- Маркировка и минимальные стандарты энергоэффективности, КНР.
- Программа «Передовой продукт», Япония.
- Испытания и проверка бытовых электроприборов, Швеция.
- Инвестиции в инфраструктуру освещения мест общественного пользования, Латвия.
- Субсидирование модернизации систем освещения общественных мест в малых муниципальных образованиях, Франция.
- План действий на 2011-2020 гг: Повышение энергоэффективности действующих установок внутреннего освещения в общественных зданиях, Испания.
- Бюджетно - налоговое стимулирование энергосбережения в хозяйственном секторе: Ecobonus 2014 и налоговые льготы на модернизацию и более энергоэффективную бытовую электротехнику, Италия.

### **3.3.3 Республика Молдова. Внедрение стандартов ISO на ТЭЦ -Nord, Бэлць<sup>1</sup>**

Основной поставщик тепловой энергии в муниципии Бэлць - «ТЭЦ - Nord» SA в настоящее время проходит процесс модернизации и повышения эффективности, ориентируясь на преимущества и спрос своих потребителей. Для выполнения данного процесса в соответствии с международными требованиями, руководство предприятия инициировало внедрение Интегрированной Системы Управления в соответствии со стандартами ISO: 9001:2015, 50001:2018, 45001:2018, 14001:2015 и 37001:2016 в области производства, распределения и поставки тепловой энергии и производства электроэнергии.

Внедрение стандарта ISO 9001:2015 направлено на повышение общей эффективности компании. Сертификат подтверждает внедрение системы менеджмента качества в области развития продукции и услуг, как для потребителей, так и для деловых партнеров, а также применение ряда процедур, которые обеспечат высокий уровень качества и эффективный контроль производительности предприятия.

Целью внедрения ISO 50001:2018 является создание возможностей для компании систематически добиваться постоянного улучшения энергетических характеристик, которые включают в себя эффективность использования и потребления энергии.

Применение ISO 45001:2018 направлено на улучшение условий труда и повышение уровня безопасности работников, поскольку выявляются и минимизируются риски на протяжении всего производственного процесса.

Внедрение системы экологического менеджмента в соответствии с ISO 14001:2015 свидетельствует прежде всего о восприимчивости и «дружественном отношении» предприятия к окружающей среде. В дополнение к экологическим преимуществам,

<sup>1</sup>Материал представлен ТЭЦ -Nord, Бэлць

внедрение системы управления в данной области ведет к прибыльности за счет: снижения энергопотребления; повышения эффективности использования продукции, процессов и услуг; снижения затрат за счет более эффективного использования сырья и повышения производительности; снижения затрат на управление отходами; использования возобновляемых ресурсов.

Получение сертификата ISO 37001:2016 предусматривает внедрение системы менеджмента противодействия коррупции, которая основана на ряде мер и средств контроля, касающихся следующих аспектов: принятие политики и процедуры по борьбе со взяточничеством, проверка и обучение сотрудников, проведение оценок рисков для проектов и деловых партнеров, внедрение финансовых и коммерческих мер безопасности, а также установление процедур отчетности и расследования.

Внедрение стандартов ISO является дополнительным аргументом доверия к «СЕТ-Nord» SA – признанным на международном уровне. Этот шаг позволит компании продвинуться в своей повседневной деятельности и повышать качество предоставляемых услуг.

### 3.3.4. Российская Федерация

#### 3.3.4.1 Снижение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии ТЭС России

По итогам 2019 года удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии в России составил 306,2 грамма на киловатт-час против 309,8 грамма в 2018 году. По сравнению с итогами 2012 года удельные расходы снизились на 7 %, а от 2010 года – на 8,4 %. Данный показатель является минимальным за последние двадцать лет.

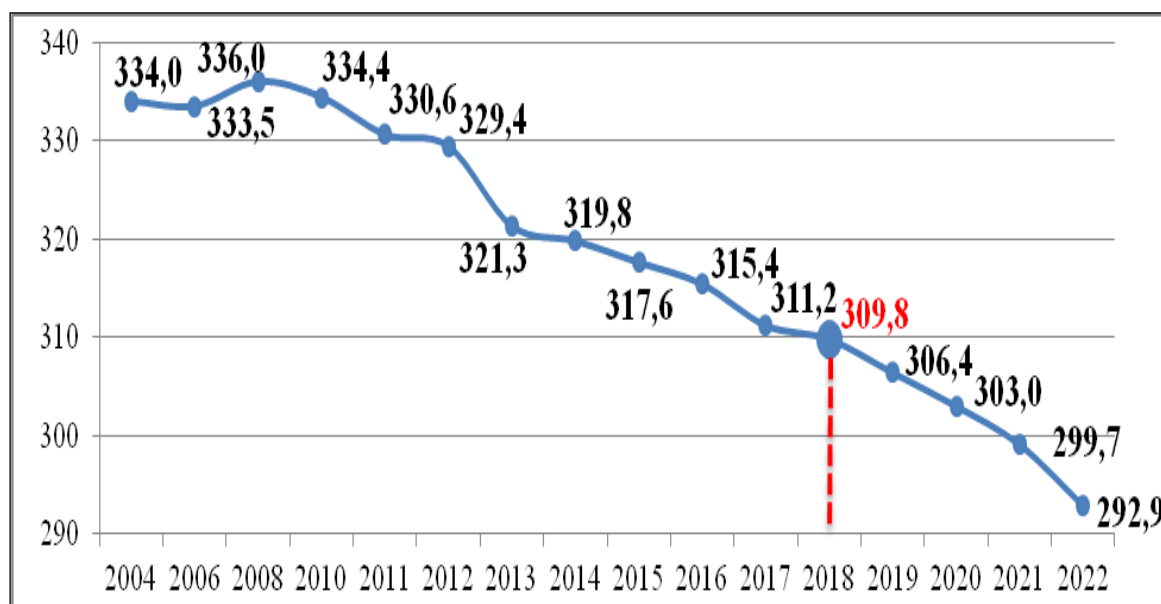


Рисунок 3.2 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива, относимого на отпуск электрической энергии ТЭС России, г у.т./кВт·ч

К основным причинам появления данной положительной тенденции можно отнести обновление основных фондов в области производства электрической энергии, оптимизацию и перераспределение приоритетов при составлении ремонтных программ тепловых электрических станций в сторону работ, направленных на увеличение коэффициента полезного действия основного генерирующего оборудования, действующие в настоящее время в отрасли механизмы нормирования удельных расходов, а также рыночные механизмы продажи электрической энергии (мощности).

Снижение удельных топливных затрат на производство электрической энергии является показателем улучшения энергоэффективности процессов производства электрической энергии, а также значимым фактором при сдерживании топливной составляющей себестоимости производства электрической энергии.

Минэнерго России продолжит работу по снижению удельных расходов условного топлива на отпуск электрической энергии. В 2018 году было принято решение об ужесточении целевых показателей по удельным расходам условного топлива, установленных Министерством в государственной программе «Развитие энергетики». В частности, ранее, к 2020 году планируемый уровень УРУТ был установлен на уровне 308-310 г у.т./кВт·ч, после корректировки плановых значений, целевое значение УРУТ в 2020 году составляет 303,0 г у.т./кВт·ч, с дальнейшим снижением до 285,4 г у.т./кВт·ч к 2024 году.

### **3.3.4.2 Передовой опыт и примеры наилучшей практики в сфере энергоэффективности и энергосбережения ПАО «Интер РАО»**

Генерирующие активы Группы «Интер РАО» суммарной мощностью 28092 МВт расположены практически во всех федеральных округах России (за исключением Северо-Кавказского ФО) от Калининграда до Забайкалья.

Основной показатель энергоэффективности в электроэнергетике – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии (УРУТээ) – в последние годы неуклонно снижается. В период с 2013 по 2019 год он снизился с 319,8 г у.т./кВт·ч до 295,2 г у.т./кВт·ч – на 24,6 г у.т./кВт·ч или 7,7% за 6 лет. Темпы снижения УРУТээ в компании опережают среднеотраслевые. Абсолютные значения УРУТээ ниже среднеотраслевых на 11 г у.т./кВт·ч.

Ниже представлены основные факторы и наилучшие практики, позволившие добиться устойчивого значительного снижения показателя УРУТээ.

#### **Обновление парка энергетического оборудования с выводом из эксплуатации физически и морально устаревших и вводом новых энергетических мощностей с использованием газотурбинных и парогазовых технологий**

Компания ПАО «Интер РАО» первой в стране начала работу по активному выводу из эксплуатации устаревшего неэффективного оборудования. До 2015 г. выводились невостребованные мощности на ТЭЦ в связи со снижением потребления тепловой энергии: в 2013 г. – 60 МВт на Уфимской ТЭЦ-4 (2 турбины ПТ-30-90/10); в 2014 г. – 18 МВт на Салаватской ТЭЦ (турбина Р-6-90/31) и Уфимской ТЭЦ-2 (турбина Р-12-29/1,2). С 2015 г. процесс вывода из эксплуатации устаревшего и неэффективного оборудования принял массовый характер. Наибольший объем выводов произошёл на Каширской ГРЭС (1580 МВт), Черепетской ГРЭС (1285 МВт) и Верхнетагильской ГРЭС (882 МВт).

Всего, нарастающим итогом с 2013 г. к 01.07.2020 выведено из эксплуатации 4124 МВт устаревшего, неэффективного и невостребованного генерирующего оборудования.

Выводимое оборудование замещалось качественно новым оборудованием, в основном (кроме 3-х угольных блоков на Харанорской и Черепетской ГРЭС) с использованием более эффективной парогазовой технологии на основе газовых турбин иностранного производства.

Всего за период с 2013 года в компании введено 5041 МВт нового оборудования, в том числе 3612 МВт на современных более эффективных парогазовых установках, имеющих показатели УРУТээ на 90-130 г у.т./кВт·ч ниже, чем при производстве электроэнергии на традиционном паросиловом оборудовании.

Качественное обновление энергетического оборудования позволило достичь улучшения группового показателя эффективности топливо-использования за счёт

появившейся возможности перераспределения нагрузок между группами оборудования и увеличения загрузки новых блоков ПГУ. Сравнение основных показателей для группы оборудования ПГУ и традиционных паросиловых установок (ПСУ), доля объёмов производства за счёт ПГУ и динамика за последние 6 лет, когда происходило основное замещение устаревших ПСУ новыми блоками ПГУ, представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4– Сравнение показателей групп оборудования ПГУ и ПСУ

Сравниваемые показатели	2013 г.		2019 г.	
	ПГУ	ПСУ	ПГУ	ПСУ
Доля в установленной мощности*)	0,13	0,86	0,22	0,75
Доля в отпуске электроэнергии*)	0,12	0,88	0,34	0,65
Доля в потреблении э/э на СН*)	0,04	0,96	0,14	0,85
УРУТ ээ, г у.т./кВтч	242,6	328,3	231,6	327,3
Уд.расход э/э на СН, %	1,95	5,45	1,96	5,9

Примечание: \*) – небаланс в доле относится к ГТУ-ТЭС, имеющихся в компании

За последние 6 лет доля оборудования по парогазовой технологии возросла в 1,7 раз - с 13% до 22%, а объём отпуска электроэнергии от ПГУ возрос почти втрое - с 12% до 34% - за счёт преимущественной загрузки парогазовых энергоблоков. В настоящее время треть всего отпуска электроэнергии в компании обеспечивается блоками ПГУ.

Показатели эффективности топливоиспользования (УРУТээ) и расхода электроэнергии на собственные нужды на группе ПГУ в Интер РАО намного лучше, чем у традиционного паросилового оборудования. Это позволяет значительно улучшить показатели эффективности энергопроизводства. Фактор качественного обновления и замещения устаревшего оборудования является основным в положительной динамике снижения УРУТээ как в компании, так и в отрасли в целом.

#### Модернизация типовых энергоблоков 200, 300 и 800 МВт

Локальное улучшение показателей энергоэффективности энергоблоков, которые ещё не один ремонтный цикл будут находиться в эксплуатации, обеспечивается при расширенных ремонтах, реконструкциях и модернизациях типового оборудования энергоблоков. В основном модернизация затрагивает паровые турбины с применением последних технических новшеств: замена ротора ЦВД с реактивным облопачиванием, установка сотовых надбандажных уплотнений, замена проточной части, замена концевых уплотнений, модернизация выхлопных частей ЦСД и ЦНД и т.п. При необходимости одновременно проводится также модернизация котла, модернизация (замена) генератора и вспомогательного оборудования, реконструкция АСУ ТП. Результатом модернизации является продление ресурса, увеличение установленной мощности и повышение тепловой экономичности энергоблока. Примеры проведённых в последние годы модернизаций представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Примеры модернизации типовых энергоблоков и достигнутые эффекты

Наименование ТЭС	Год	Оборудование	Достигнутый эффект
Кармановская ГРЭС	2012	Блок №6 К-300-240	Увеличение мощности до 324,7 МВт. Снижение УРУТээ на 9,6 г у.т./кВтч. Продление ресурса
Гусиноозёрская ГРЭС	2013	Блок №4 К-210-130	Восстановление проектной мощности. Продление ресурса. Снижение УРУТээ на 2,6 г у.т./кВтч
Ириклинская ГРЭС	2016	Блок №2 К-300-240	Увеличение мощности до 314 МВт. Снижение УРУТээ на 12 г у.т./кВтч. Продление ресурса

В связи с завершением программы нового строительства с применением ПГУ, работы по модернизации традиционного паросилового оборудования в компании будут расширяться, и в ближайшей перспективе до 2025 г. планируется её провести на 6703 МВт мощностей компании, в основном на блоках 300 и 800 МВт.

### **Снижение затрат электроэнергии на собственные нужды с использованием регулируемого привода на питательных насосах**

Хорошо известным энергосберегающим мероприятием, позволяющим снизить расходы электроэнергии на собственные нужды, является применение регулируемого привода (гидромуфты, ЧРП) на электродвигателях вспомогательного оборудования электростанций. Особенно значительный эффект достигается при регулировании производительности питательных насосов на электростанциях, где перекачка воды осуществляется с использованием электронасосов (ПЭН), а не турбопитательными насосами.

Современные, построенные в последнее время энергоблоки, оснащаются по проекту гидромуфтами, реже высоковольтными ЧРП. Аналогичная работа проводится при реконструкции и модернизации существующего оборудования. При этом наибольший эффект энергосбережения достигается не на блочном оборудовании, а на ТЭЦ с поперечными связями, где с помощью одного регулирующего агрегата обеспечивается оптимальное давление питательной воды для группы котлов. Впервые такое «групповое» регулирование было реализовано на питательном электронасосе типа ПЭ-580 ПЭН-7 Уфимской ТЭЦ-2. Впоследствии, по результатам успешного опыта, это мероприятие внедрялось на Стерлитамакской, Новостерлитамакской и Приуфимской ТЭЦ в Башкирской генерирующей компании, на Верхнетагильской ГРЭС, на Омских ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4.

Эффект от применения регулируемого привода при оснащении ими ПЭН индивидуален и зависит от режимов загрузки электростанции и культуры эксплуатации. Гидромуфта или ЧРП всего лишь инструмент, позволяющий экономить расход электроэнергии на собственные нужды и соответственно снижать удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии. Как использовать этот инструмент зависит от квалификации и мотивации персонала. В лучшей практике применение гидромуфты на одном насосе ПЭ-580 на ТЭЦ с 140 атмосферным оборудованием, групповое регулирование позволяло снизить удельные расходы электроэнергии на тонну перекачиваемой воды с 7,9 кВтч/т до 6,8 кВтч/т, что соответствовало снижению УРУТээ на ТЭЦ на 1,54 г у.т./кВтч. Дальнейшее внедрение регулируемого привода (гидромуфт и ЧРП иностранного производства) на мощных электропотребляющих двигателях ТЭС сдерживается политикой импортозамещения в стране.

### **Оптимизация тепловых схем ТЭС**

Резкое снижение промышленного теплопотребления от ТЭЦ в конце 90-х и начале 2000-х лет привело к значительному отклонению тепловых схем от проектных и тем самым к появлению потенциала энергосбережения за счёт оптимизации тепловых схем. Для примера, на Уфимской ТЭЦ-4 снижение паровых нагрузок промышленного потребителя было более, чем в 3 раза. При этом на станции образовался парк неостребованного, но при этом технически исправного оборудования (противодавленческих турбин), и возникла необходимость непроизводительного использования редуцирующих установок. Для повышения энергоэффективности ТЭЦ в новых условиях, на электростанции был реализован комплекс мероприятий, позволивших значительно (на 40 г у.т./кВтч) улучшить УРУТээ. Примерами являются:

- Реконструкция ТГ-10 Р-45-130/13 с заменой неостребованной противодавленческой турбины на «приключённую» паровую турбину К-50-1,6, работающую на паре среднего давления 16 атм («мятом» паре) от выхлопа соседней противодавленческой турбины ТГ-9.



- Установка паровинтовой машины ПВМ-2000АГ-1600 с электрической мощностью 1,4 МВт, замещающей использование в тепловой схеме редуционно-охлаждающей установки РОУ-16/6 и позволяющей вырабатывать дополнительную электроэнергию на редуцируемом ранее паре.

### **Реконструкция систем освещения с переходом на светодиодные лампы**

Повсеместный переход на энергосберегающее светодиодное освещение, как общегосударственный тренд, затронул также и самих производителей электроэнергии. Ввиду незначительности расходов электроэнергии на хозяйственные нужды по сравнению с выработкой и отпуском полезной продукции электростанции, влияние мероприятия на показатели энергоэффективности в Группе незначительны. Тем не менее, начиная с 2011 года все энергообъекты компании выполнили реконструкцию систем освещения с заменой ламп накаливания на энергосберегающие светодиодные лампы.

### **Управление энергосбережением и повышением энергоэффективности с применением целевых программ**

Для управления процессом энергосбережения и повышения энергоэффективности в энергокомпании ПАО «Интер РАО» используется комплексная Программа, ежегодно утверждаемая Правлением Общества, в которой аккумулированы целевые показатели и все мероприятия производственных программ всех российских генерирующих и теплоснабжающих активов.

#### **3.3.4.3 Реализация Национального проекта «Энергоэффективная подстанция» в компаниях группы «Россети»**

Начиная с 2012 г. в магистральном комплексе группы компаний «Россети», при поддержке АО «НТЦ ФСК ЕЭС», реализуется программа сокращения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, как приоритетного направления программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В 2012-2014 гг. был реализован пилотный проект повышения энергетической эффективности зданий ПС путем внедрения систем утилизации тепла трансформаторов на ПС 500 кВ «Нижегородская». В результате применения теплового насоса, использующего в качестве источника тепла масло автотрансформатора, был достигнут эффект в сокращении расхода электроэнергии на отопление здания ОПУ превышающий 70%. В дальнейшем технология утилизации тепла была успешно применена и на ПС 750 кВ «Владимирская».

В период 2015-2018 гг. был реализован ряд проектов апробации инновационной технологии частотного управления двигателями систем охлаждения трансформаторов на подстанциях 500 (ПС «Очаково») и 750 кВ (ПС «Белый Раст», «Опытная», «Владимирская», «Металлургическая») со средним эффектом от внедрения технологии более 75%.

Реализованные пилотные проекты позволили сформировать долгосрочную программу повышения энергетической эффективности систем охлаждения трансформаторов и реакторов, которая получила название «Энергоэффективная подстанция». В 2017 г. проекту был присвоен статус национального (одобрен протоколом рабочей группы по отбору национальных проектов по внедрению инновационных технологий и современных материалов в энергетике Минэнерго России от 22.11.2017 № АТ-554пр). Национальный проект предусматривает внедрение технологий утилизации тепла и частотного управления электродвигателями систем охлаждения на 100 единицах оборудования компаний группы «Россети». В 2021 г. планируется ввод в работу первых объектов в рамках реализации Национального проекта, завершение работ – 2024 г.

Завершена разработка типового альбома проектирования энергоэффективных зданий подстанций, позволяющая при сопоставимой с традиционными зданиями стоимости обеспечить минимальное потребление электроэнергии инженерными системами зданий ПС. Кроме того, разработан ряд типовых решений при проектировании, направленных на

повышение энергетической эффективности систем охлаждения трансформаторов и реакторов, для применения при новом строительстве.

Результатом целенаправленной работы в области сокращения расхода на собственные нужды подстанций магистрального комплекса группы компаний «Россети» стало снижение отчетной величины собственных нужд подстанций на 9%. Долгосрочной целью является сокращение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций на 30% от уровня потребления 2012 г. и гарантированное поддержание достигнутых высоких показателей энергоэффективности, а также дальнейшее тиражирование результатов исследований и апробированных технологий энергосбережения внутри группы компаний «Россети».

#### **3.3.4.4 Передовой опыт и примеры наилучшей практики в сфере энергоэффективности и энергосбережения ПАО «РусГидро»**

В рамках исполнения положений Указа Президента Российской Федерации «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» от 07.05.2018 № 204 и Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях, утвержденного Правительством Российской Федерации 15.08.2019, ПАО «РусГидро» проводит работу по реализации проектов модернизации неэффективной дизельной генерации в изолированных населенных пунктах ДФО посредством заключения энергосервисных договоров.

Энергосервисные договоры заключаются в полном соответствии с федеральным законом «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» № 261-ФЗ от 23.11.2009 и предполагают привлечение частных инвестиций для внедрения высокоэффективных комплексных решений на базе современных дизельных установок совместно с возобновляемыми источниками энергии и системой накопления энергии, а также перевод генерирующего оборудования на более дешевый вид местного топлива. Возврат инвестиций планируется за счет энергоэффективных мероприятий и экономии расходов на топливо в тарифе регулируемой организации на весь период окупаемости (согласно принятым изменениям в постановлении Правительства РФ от 30.01.2019 № 64 и приказу ФАС от 29.05.2019 № 686/19).

В качестве реализации первых проектов по модернизации были выбраны 6 населенных пунктов в труднодоступных и удаленных районах Республики Саха (Якутия) (в Момском и Верхоянском районах). По результатам конкурсных процедур заключены договоры с победителями. В рамках энергосервисных договоров предусматривается создание энергетических комплексов, включающих в себя солнечные электростанции (СЭС), современные высокоэффективные дизельные электростанции (ДЭС) и системы аккумулирования энергии. Применение солнечных электростанций и высокоэкономичных дизель-генераторов позволит значительно сократить объемы завоза дорогостоящего органического топлива, а также снизить воздействие на окружающую среду.

Группа РусГидро продолжает работу по запуску проектов модернизации дизельной генерации с использованием ВИЭ с учетом опыта реализации первых проектов посредством энергосервисного механизма в рамках мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности на объектах локальной генерации.

#### **3.3.4.5 Система энергетического менеджмента – инструмент повышения энергетической эффективности.**

Материал представлен ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации.

Система менеджмента представляет собой совокупность мер организационного, технического и финансового характера, направленных на разработку политики и обеспечение ее реализации на всех уровнях организации.

Международная Организация по Стандартизации (ИСО) разработала и утвердила комплекс стандартов на системы менеджмента по различным направлениям деятельности. Принципы и подходы, заложенные в идеологию данных стандартов, являются универсальными, так как использует подход «один размер, пригодный для всех» (one-size-fits-all). Данные стандарты применимы к любой организации независимо от ее размеров и отраслевой принадлежности. Требования стандартов на системы менеджмента сформулированы как предписывающие «то, что должно быть сделано, не определяя, как это сделать». Дополнительные возможности повышения уровня эффективности могут быть получены на основе применения стандартной методологии PDCA (Plan-Do-Check-Act), свойственной всем хорошо известным международным стандартам (ISO серии 9001, 14001, 50001 и др.).

Разработка системы энергетического менеджмента на базе стандарта ISO 50001 представляет собой поэтапный процесс, зависящий от многих факторов и обычно занимающий около одного года.

В настоящее время ряд крупных организаций ТЭК и промышленных предприятий России эксплуатируют различные системы менеджмента, в том числе систему энергетического менеджмента на основе требований стандарта ISO 50001, в их числе: ГК «Росатом», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Интер РАО», ПАО «Россети», ПАО «Транснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «Газпром энергохолдинг», ПАО «СИБУР Холдинг», АО «Мособлэнерго».

Необходимо отметить, что организации ТЭК, внедрившие систему энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001, демонстрируют в целом положительную динамику роста значений основных показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в сравнении с компаниями, не внедрившими систему энергетического менеджмента. Так, например, среди компаний, внедривших систему энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001, снижение доли затрат на энергетические ресурсы в себестоимости продукции после внедрения системы энергетического менеджмента наблюдается у 40% организаций, причем у 10% из них снижение составило более 5%, у 10% - от 3% до 5% и у 20% организаций - от 1% до 3%.

В целях реализации государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации оказывает консалтинговую и методическую поддержку разработки и внедрения в энергетических компаниях, промышленных предприятиях процессов управления энергоэффективностью на базе международного стандарта по энергетическому менеджменту ISO 50001:2018 «Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению» и других организационных инноваций на базе международных стандартов.

ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации при участии НП «Национальное объединение организаций в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» разработало первый в России отраслевой профессиональный стандарт в области энергоменеджмента: «Специалист в области энергоменеджмента в строительной сфере», а также осуществляет экспертизу и перевод международных стандартов в области энергетического менеджмента.

### 3.4 Актуальные обзоры и доклады по вопросам энергоэффективности и энергосбережения

	Государства – участники СНГ	Наименование документа	Год выпуска
	Азербайджанская Республика	Углубленный обзор политики Азербайджана в области энергоэффективности	2013 2019 (англ. яз.)
	Республика Армения	Углубленный обзор политики Армении в области энергоэффективности	2017
	Республика Беларусь	Углубленный обзор политики Беларуси в области энергоэффективности	2013
	Республика Казахстан	Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности	2014
	Кыргызская Республика	Углубленный обзор политики Кыргызской Республики в области энергоэффективности	2018
	Республика Молдова	Углубленный обзор политики Республики Молдова в области энергетики	2020
	Российская Федерация	Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации	2019
	Республика Таджикистан	Углубленный обзор политики Республики Таджикистан в области энергоэффективности	2013
	ЕЭК ООН	«Повышение синергетического эффекта национальных программ стран-членов СНГ по энергоэффективности и энергосбережению для повышения их энергетической безопасности»	2013

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 3.2)

## **4. Использование возобновляемых источников энергии**

### **4.1. Основные этапы реализации плана ГОЭЛРО в области ВИЭ**

План ГОЭЛРО предусматривал сооружение в течение 10-15 лет 30 районных электростанций общей мощностью 1750 МВт на различных видах энергии, в том числе 10 ГЭС общей мощностью 640 МВт. Среди них Волховская мощностью 30 МВт, Нижнесвирская мощностью 40 МВт, Верхнесвирская мощностью 60 МВт и Днепровская мощностью 200 МВт, а также ряд других в различных районах страны. План ГОЭЛРО рассматривал малые реки как основную базу электрификации сельского хозяйства.

С первых лет реализации Плана ГОЭЛРО гидроэнергетическое строительство стало одним из главных направлений развития электроэнергетики, что было обусловлено наличием мощного гидроэнергетического потенциала. Первой ГЭС, сооруженной по Плану ГОЭЛРО под руководством проф. Г.О. Графтио, была Волховская ГЭС мощностью 58 МВт с водохранилищем емкостью 10,2 км<sup>3</sup>, которая была введена в эксплуатацию в 1926 г., обеспечив электроснабжение Ленинграда, создав сплошной судоходный путь по реке Волхов. Были также построены Земо-Авчальская ГЭС в Грузии, Бозсуйская в Узбекистане, Ереванская в Армении и ряд других небольших ГЭС. В Украине в 1926–1929 гг. были введены небольшие ГЭС: Вознесенская и Первомайская на р. Южный Буг и ряд других общей мощностью более 8 МВт. В 1928 г. общая мощность ГЭС достигла 103 МВт с выработкой 260 млн. кВт·ч.

Для развития малой гидроэнергетики характерны два качественно различных этапа: освоение энергии малых водотоков гидроэлектростанциями мощностью в несколько десятков киловатт (1919-1945 гг.), строительство сельских межколхозных и государственных ГЭС укрупненной мощности (от 1 до 10 тыс. кВт), работающих в местных энергосистемах (1945-1969 гг.).

Большинство малых ГЭС в системе Минэнерго СССР было построено во время Великой Отечественной войны в Средней Азии и на Урале для снабжения электроэнергией эвакуированных предприятий. Строительство ГЭС велось скоростными темпами, использовалось эвакуированное оборудование, например, в Средней Азии Саларская ГЭС мощностью 10,8 тыс. кВт была построена за 14 мес. В 1951-1953 гг. было построено 111 сельских ГЭС общего пользования средней мощностью 440 кВт и 116 межколхозных ГЭС средней мощностью 300 кВт каждая.

СССР стоял у истоков развития ветроэнергетики. Разработка ветроустановок советским правительством была поручена крупнейшему государственному авиационному центру - Центральному аэрогидродинамическому институту (ЦАГИ), который был создан в 1918 г. Уже в период 1920-1925 гг. была создана первая серия отечественных малых ветряков мощностью до 30 киловатт. В 1931 году рядом с населенным пунктом Балаклава (Крым) была запущена крупнейшая на тот момент в мире ветряная электростанция мощностью 100 кВт. Первый атлас ресурсов ветроэнергетики был опубликован в СССР в 1935 году. Размах лопастей ветроустановки составлял 30 метров.

В 1938 году в Физико-техническом институте Академии Наук был создан первый фотоэлемент. КПД получаемых тогда сернисто-галлиевых элементов не превышал 1%. Академик А. Ф. Иоффе тогда же предложил разработать государственную программу по «выстиланию» такими фотоэлементами крыш зданий. Это предложение смотрелось как утопия и поддержки не получило. В СССР были разработаны солнечные батареи для космических аппаратов (первый советский космический корабль, использующий энергию солнца, Спутник-3 вышел на орбиту в 1958 году). Работы по наземному применению кремниевых солнечных элементов начали развиваться с 1964 г. В 1967 г. была испытана солнечная фотоэлектрическая установка с концентраторами мощностью 250 Вт для подъема воды в Каракумах. Была разработана упрощенная технология изготовления наземных

солнечных элементов, созданы новые типы высоковольтных солнечных элементов из германия, карбида кремния.

До войны в СССР разработали и создали опытные образцы солнечных водонагревателей, опреснителей, кухонь, сушилок, солнечных теплиц, солнечных холодильников и аппаратов для лечебных целей. В 1930–1932 гг. в Ташкенте был разработан и испытан воздушный солнечный коллектор с температурой нагрева до 225 °С.

Первая геотермальная электростанция в СССР (Паужетская) мощностью 5 МВт с турбинами Калужского турбинного завода была построена в 1966 году на полуострове Камчатка. Вторая в СССР после Паужетской – Паратунская ГеоЭС была построена в 1967 году в 70 км от г. Петропавловска-Камчатского у пос. Термальный.

Подробное изложение истории развития технологий и проектов ВИЭ в СССР и в ряде государств-участников СНГ представлено в материалах С.Г. Плачковой «Развитие гидроэнергетики с начала и до середины XX века», Авезова Р.Р. «История развития и состояние использования солнечной энергии в Узбекистане», В.А. Бутузова «Столетний опыт российских научных школ солнечного теплоснабжения», «Российская солнечная электроэнергетика», «Геотермальное теплоснабжение: столетний опыт российских научных школ».

(Указанные материалы в электронном виде содержатся в Приложении № 4.1)

## 4.2 Законодательство и механизмы поддержки внедрения ВИЭ

### 4.2.1 Законодательство в области ВИЭ

	<b>Азербайджанская Республика</b>	Распоряжение Президента Азербайджанской Республики о дополнительных мерах по использованию альтернативных и возобновляемых источников энергии в Азербайджанской Республике
	<b>Республика Армения</b>	Закон Республики Армения «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике» от 09.11.2004 № ЗР-122
	<b>Республика Беларусь</b>	Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» от 27.12.2010 № 204-3
	<b>Республика Казахстан</b>	Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 04.07.2009 № 165-IV
	<b>Кыргызская Республика</b>	Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» от 31.12.2008 № 283
	<b>Республика Молдова</b>	Закон Республики Молдова «О продвижении использования энергии из возобновляемых источников» от 26.02.2016 № 10
	<b>Российская Федерация</b>	Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 №35-ФЗ (ред. от 27.12.2019); Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 №1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года» Федеральный закон Российской Федерации «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации» от 27 декабря 2019 № 471-ФЗ
	<b>Республика Таджикистан</b>	Закон Республики Таджикистан «Об использовании возобновляемых источников энергии» от 12.01.2010 № 587
	<b>Республика Узбекистан</b>	Закон Республики Узбекистан «Об использовании возобновляемых источников энергии» 21.05.2019 №ЗРУ-539

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 4.2)

#### 4.2.2 Механизмы поддержки проектов ВИЭ











										
<b>Политика регулирования</b>										
Обязательство по использованию биотоплива / мандат			X				X			
Обязательные квоты сетей по покупке э/э		X	X				X	X*		
Льготные тарифы / премиальные выплаты	X	X	X	X	X	X	X	X**		
Обязательства по покупке тепла/ мандат							X			
Система чистых измерений	X	X	X				X			
Цели развития возобновляемой энергетики	X	X	X	X	X	X	X	X		
Проведение тендеров				X			X	X		
Торгуемые зеленые сертификаты			X		X	X		X		
<b>Налоговые льготы и госфинансирование</b>										
Капитальные субсидии /скидки			X				X			
Оплата производства энергии	X	X	X	X	X		X	X		
Инвестиционные или производственные налоговые льготы			X	X	X			X		
Государственные инвестиции, кредиты или гранты	X	X	X	X	X	X		X		
<b>Примечания:</b>										
* Предусмотрена обязанность электросетевых организаций на розничных рынках в первую очередь приобретать для компенсации потерь электроэнергии, производимую на основе использования ВИЭ.										
** Гарантированные платежи за мощность объектов ВИЭ.										



### 4.3 Современное состояние и передовой опыт использования возобновляемых источников энергии

Обобщенные данные по установленной мощности (МВт) объектов ВИЭ, включая ГЭС, в государствах-участниках СНГ в 2010 - 2020 годы приведены в табл. 4.1 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.1– Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Государства – участники СНГ	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	01.01.2020
 Азербайджанская Республика	997	999	1024	1125	1120	1154	1184	1194	1277	1279
 Республика Армения	1127	1152	1253	1292	1301	1289	1316	1332	1357	1389
 Республика Беларусь*	38,2	63,5	83,0	86,7	93,9	121,0	187,7	364,1	390,9	405,6
 Республика Казахстан	2364	2514	2665	2680	2734	2807	2851	2898	3088	3606
 Кыргызская Республика	3064	3072	3072	3572	3671	3677	3677	3689	3673	3673
 Республика Молдова	64	64	64	67	69	69	71	81	103	103
 Российская Федерация	47375	47418	49384	50041	50958	51304	51338	54313	54611	55190
 Республика Таджикистан	4802	4809	4811	4814	5035	5033	5039	5039	5153	5273
 Туркменистан	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
 Республика Узбекистан	1746	1746	1746	1747	1762	1762	1796	1843	1919	1943
<b>ИТОГО</b>	<b>61578</b>	<b>61839</b>	<b>64103</b>	<b>65426</b>	<b>66745</b>	<b>67217</b>	<b>67461</b>	<b>70754</b>	<b>71573</b>	<b>72863</b>

Источник информации: Отчет IRENA «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2020» (Renewable Capacity Statistics 2020)<sup>2</sup>

Данные по Республике Беларусь представлены Министерством энергетики Республики Беларусь \*

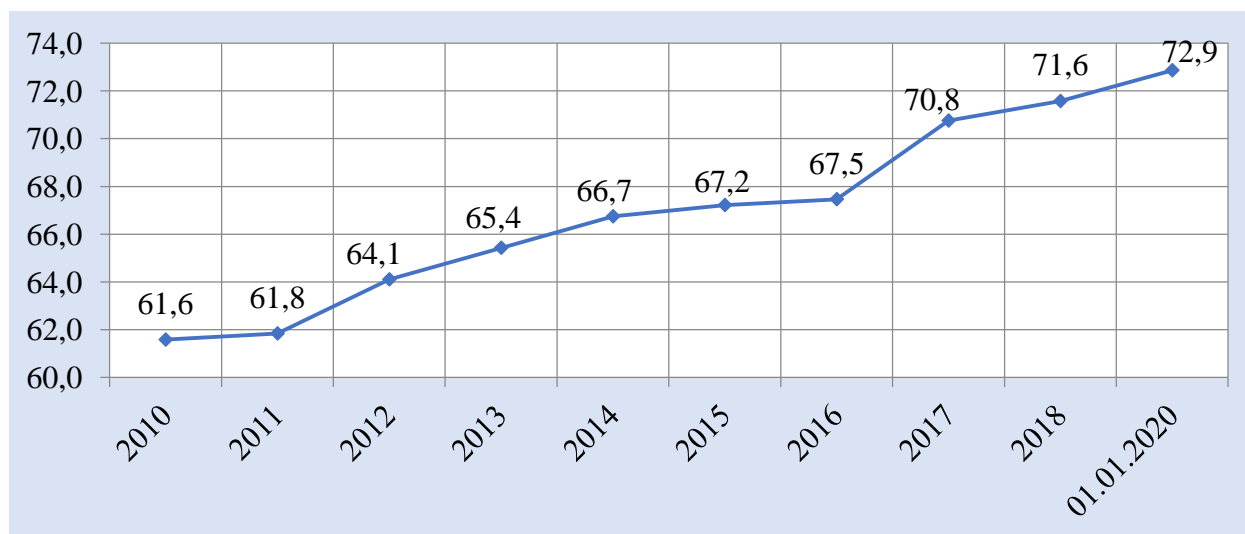


Рисунок 4.1 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, ГВт

<sup>2</sup> file:///C:/Users/Moy/Downloads/IRENA\_RE\_Capacity\_Statistics\_2020%20(2).pdf

Обобщенные данные по установленной мощности (МВт) ветроэлектростанций в государствах-участниках СНГ в 2010 - 2020 год приведены в табл. 4.2 и на рисунке 4.2, а солнечных электростанций в табл. 4.3 и на рисунке 4.3.

Таблица 4.2 – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

	Государства – участники СНГ	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	01.01.2020
	Азербайджанская Республика	2			3	3	8	16	16	66	66
	Республика Армения	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Республика Беларусь*	2	2	2	2	26,4	48,1	71,0	83	101	111,7
	Республика Казахстан			2	4	53	72	98	112	121	284
	Кыргызская Республика										
	Республика Молдова				1	1	1	2	9	29	29
	Российская Федерация	10	10	10	10	10	11	11	11	52	102
	Республика Таджикистан										
	Туркменистан										
	Республика Узбекистан								1	1	1
	<b>ИТОГО</b>	17	15	17	23	96,4	143,1	201	235	373	596,7

Данные по Республике Беларусь представлены Министерством энергетики Республики Беларусь \*

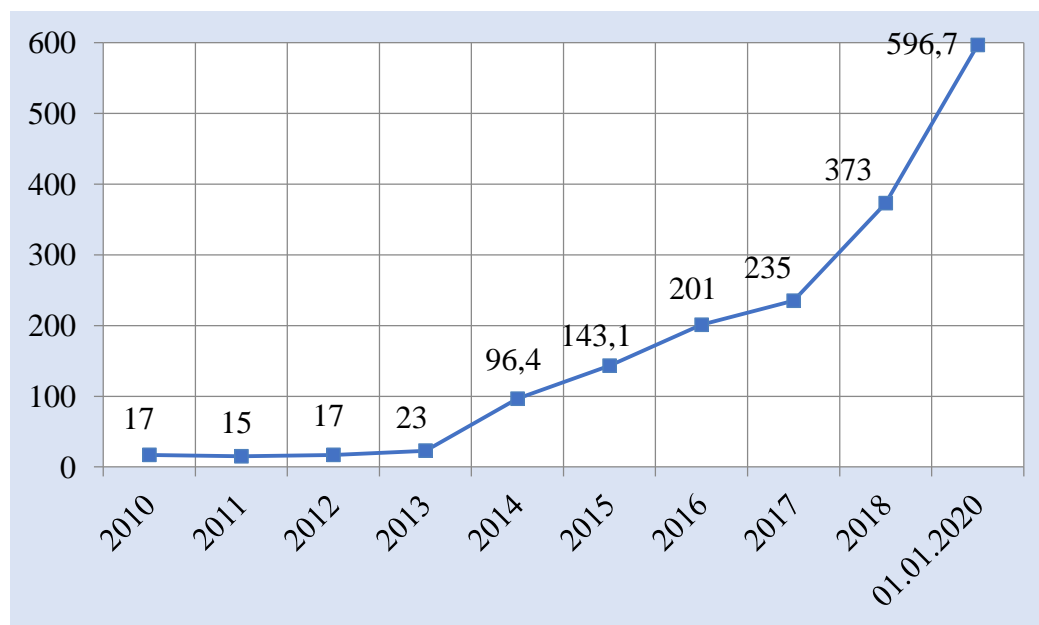


Рисунок 4.2 – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Таблица 4.3 – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

	Государства – участники СНГ	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	01.01.2020
	Азербайджанская Республика	0	1	1	1	2	5	25	28	35	37
	Республика Армения							1	2	17	50
	Республика Беларусь*				1	9,8	13	51	153	154	154
	Республика Казахстан				21	5	57	57	59	209	542
	Кыргызская Республика										
	Республика Молдова					1	1	2	2	4	4
	Российская Федерация				1	5	61	76	275	535	1064
	Республика Таджикистан										
	Туркменистан										
	Республика Узбекистан			1	1	1	1	2	3	4	4
	<b>ИТОГО</b>	0	1	2	25	23,8	138	214	522	958	1855

Данные по Республике Беларусь представлены Министерством энергетики Республики Беларусь \*



Рисунок 4.3 – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в государствах-участниках СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

На рассматриваемом временном периоде (2010 – 2020 годы) можно выделить два этапа. На первом этапе - 2010-2014 годы - наблюдался умеренный рост установленных мощностей ветровой и солнечной энергетики. С 2014 года по настоящее время ввод солнечных и ветровых генерирующих мощностей идет нарастающими темпами. Если за этот период установленная мощность ветроэнергетики государств-участников СНГ выросла с 73 до практически 600 МВт, то установленная мощность солнечной энергетики с 18 МВт приблизилась к рубежу 2 ГВт.

### 4.3.1 Республика Армения

В настоящее время в энергосистеме эксплуатируется 427 МВт малых (до 30 МВт) электростанций на основе ВИЭ, в том числе 189 малых ГЭС общей мощностью 375 МВт.

По состоянию на 1 сентября 2020 года к сети подключены 3082 автономные солнечные электростанции единичной мощностью до 500 кВт, общей установленной мощностью 57,3 МВт и 2,6 МВт ветровой энергетики. Текущие темпы развития позволяют прогнозировать, что общая установленная мощность автономных солнечных и ветровых станций достигнет 100 МВт в течение следующих 3 лет.

В процессе строительства находятся следующие генерирующие мощности на основе ВИЭ:

- Солнечная фотоэлектрическая электростанция Масрик-1, 55 МВт, ввод в эксплуатацию - июль 2022 года (инвестиции \$60 млн).
- 23 малых ГЭС общей установленной мощностью 50 МВт, ввод в эксплуатацию до 2023 года (инвестиции \$60 млн).
- 48 малых солнечных станций общей установленной мощностью 197 МВт, ввод в эксплуатацию к 2022 году. Предполагается, что общая установленная мощность таких станций составит 210 МВт в 2022 году.
- Ветроэлектростанция установленной мощностью 4 МВт, ввод в эксплуатацию в 2021 году.

В ближайшее время будут проведены новые тендеры на строительство еще 7 солнечных фотоэлектрических станций общей установленной мощностью около 520 МВт, из них 2 станции будут иметь установленную мощность 200 МВт.

### 4.3.2 Республика Беларусь

Развитие возобновляемой энергетики в Республике Беларусь с 2015 года осуществляется в пределах квот на создание установок по использованию ВИЭ. На государственные энергоснабжающие организации наложены обязательства по покупке всего объема предложенной электроэнергии, произведенной установками по использованию ВИЭ, а также по оплате данной электроэнергии в соответствии с установленными повышающими (стимулирующими) тарифами.

По состоянию на 01.01.2020 суммарная установленная мощность энергоисточников, работающих на ВИЭ, в Белорусской энергосистеме составила 404,98 МВт, в том числе 97,11 МВт установок организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Среди наиболее крупных объектов ВИЭ в Республике Беларусь можно выделить следующие:

- Речицкая фотоэлектрическая станция 55,2 МВт в Гомельской области, принадлежащая РУП «ПО «Белоруснефть»;
- ветроэнергетическая станция 15 МВт в д. Пудовня Дрибинского района Могилевской области;
- Витебская ГЭС 40 МВт, находящаяся на балансе РУП «Витебскэнерго».

В 2021 году в Чериковском районе Могилевской области планируется ввод крупнейшей в Республике фотоэлектростанции мощностью 109 МВт.

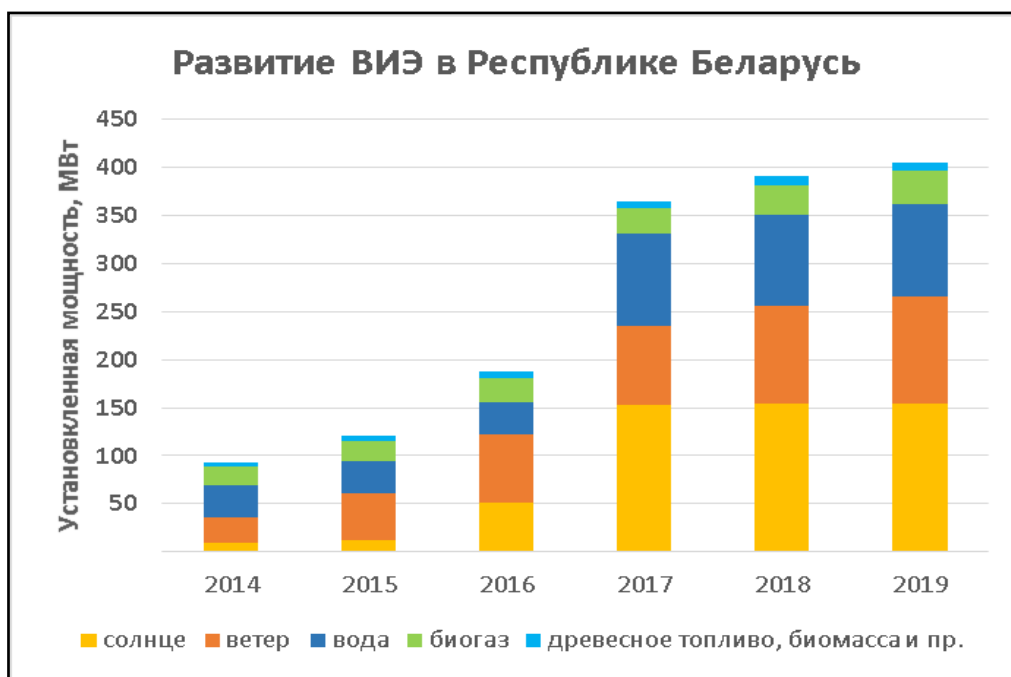


Рисунок 4.4– Динамика развития ВИЭ в Республике Беларусь

Энергетическая политика в области ВИЭ определяется исходя из целевых значений индикаторов, определенных в Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь.

Так значение индикатора «Отношение объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников энергии к валовому потреблению топливно-энергетических ресурсов» в 2018 году составило 6,2% при прогнозном значении 6,0% в 2020 году. В соответствии с целевым значением данного индикатора доля первичной энергии из ВИЭ должна составить в 2030 году 8 %.

На 2021 — 2023 годы установлены квоты на создание установок ВИЭ в объеме 129,56 МВт.

Таким образом, к концу 2023 года суммарная установленная мощность установок ВИЭ в Республике Беларусь составит 668 МВт.

#### 4.3.3. Республика Казахстан

Стратегическими документами Республики Казахстан (Концепция по переходу к «зеленой экономике», Стратегия «Казахстан-2050») поставлена цель значительно увеличить долю альтернативной и возобновляемой энергии в энергобалансе страны. В настоящее время в стадии обсуждения находится документ «О внесении изменения в постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года». Учитывая текущее состояние электроэнергетической отрасли и экологических обязательств Казахстана, в качестве базового рассматривается сценарий сбалансированного развития традиционной и альтернативной энергетики. Реализация данного сценария позволит выполнить обязательства по снижению выбросов парниковых газов согласно Парижскому соглашению, обеспечить оптимальный баланс между традиционной и альтернативной энергетикой и снизить уровень воздействия объектов по использованию ВИЭ на тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей. С целью обеспечения инвестиционной привлекательности и увеличения доли ВИЭ в общем энергобалансе предусматривается строительство новых маневренных генерирующих

мощностей на традиционных электростанциях, а также развитие объектов малой автономной и распределенной генерации ВИЭ.

В настоящее время в Казахстане имеется 90 действующих объектов возобновляемых источников энергии суммарной мощностью 1050,1 МВт (19 ВЭС – 283,8 МВт; 31 СЭС – 541,7 МВт; 37 ГЭС – 222,2 МВт; 3 БиоЭС – 2,42 МВт). С начала 2019 года введен в эксплуатацию 21 объект ВИЭ мощностью 504,55 МВт. По итогам 2019 года ВИЭ зафиксирован двукратный рост установленной мощности ВИЭ. В 2020 году количество реализуемых проектов ВИЭ составит 118 с общей мощностью 1669 МВт<sup>3</sup>. В целом за 2019 год производство электроэнергии объектами ВИЭ достигло 2,4 млрд кВт·ч, с годовым ростом на 77,8% (Рисунок 4.5). Доля ВИЭ от общего производства электрической энергии составила 2,3% (Рисунок 4.6)<sup>4</sup>.

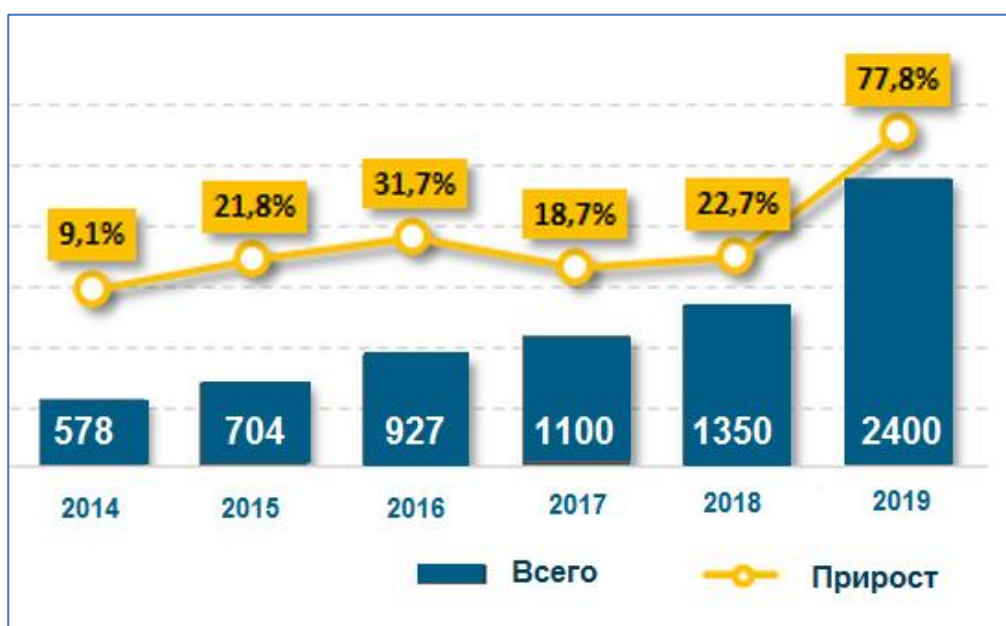


Рисунок 4.5 Объем электроэнергии, вырабатываемой объектами ВИЭ в Республике Казахстан, млн кВт·ч

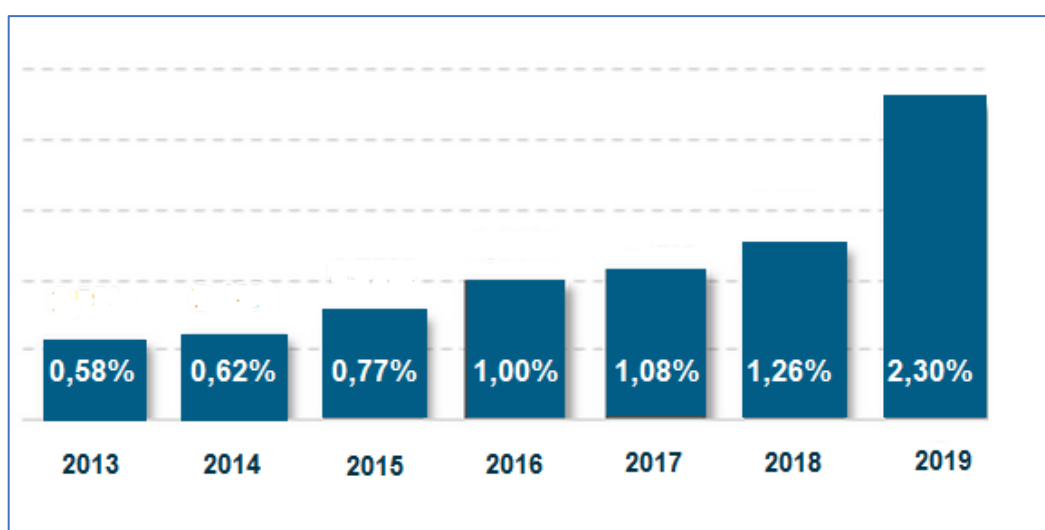


Рисунок 4.6 Доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии в Республике Казахстан, %.

<sup>3</sup> <https://nangs.org/news/renewables/za-god-v-kazahstane-zapustili-21-krupnyy-obaekt-vie>

<sup>4</sup> [https://forbes.kz/news/2020/08/26/newsid\\_232125](https://forbes.kz/news/2020/08/26/newsid_232125)

Согласно Концепции перехода к «зеленой экономике» и Стратегическому плану развития Республики Казахстан до 2025 года, доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии должна составлять 3% к 2020 г., 6% к 2025г., 10% к 2030г. и 50% (альтернативные и ВИЭ) в 2050 г.

По запросу Министерства энергетики Республики Казахстан было разработано «Руководство для инвесторов по реализации проектов возобновляемых источников энергии в Казахстане». Данный документ является поэтапным руководством для инвесторов, планирующих реализацию проектов ВИЭ в Казахстане, и включает информацию о мерах государственной поддержки развития ВИЭ и правилах проведения аукционных торгов, а также обзор основных нормативно-правовых актов, регламентирующих процедуры подготовки, согласования, утверждения и реализации проектов ВИЭ в Казахстане. Руководство разработано на основании нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов Республики Казахстан, действующих по состоянию на сентябрь 2018 года.

В 2019 году «Руководство для инвесторов по реализации проектов возобновляемых источников энергии в Казахстане» было обновлено (редакция 2019 года). Руководство разработано с учетом внесенных изменений и дополнений в 2019 году в Правила, регламентирующие порядок работы сектора ВИЭ в Республике Казахстан. В 2020 г. осуществляется очередная актуализация Руководства.

Разработана Интерактивная система Веб-Атлас энергетического потенциала возобновляемых источников энергии Республики Казахстан.

Атлас ветровых ресурсов Республики Казахстан создан в рамках Проекта правительства Республики Казахстан и «ПРООН/ГЭФ – инициатива развития рынка ветровой энергии».

В Веб-Атласе ветровой энергии приводятся карты распределения средних скоростей ветра и ветроэнергетического потенциала по сезонам года на высотах 10, 50 и 100 м над поверхностью земли по территории Республики Казахстан<sup>5</sup>.

Солнечный Атлас был разработан казахстанской компанией «Sara Pro&Tech», состоящей из научных работников, экспертов спутниковой метеорологии, практиков – энергетиков, специалистов геоинформационных систем и разработчиков веб-приложений.

Исходные данные атласа будут актуализироваться при обновлении набора международных климатических баз. Атлас также будет предоставлять пользователям инструментарий по проведению анализа и расчетов для повышения обоснованности принятия управленческих решений по установке фотоэлектрических солнечных электростанций<sup>6</sup>.

2018 год ознаменовался успешным стартом первых аукционных торгов. Внедренный механизм аукционных торгов основан на изучении лучшего мирового опыта, с привлечением признанных международных экспертов в данной области — IRENA, NREL, USAID, а также общественных организаций, таких как НПП «Атамекен», АО «Национальная компания «KAZAKH INVEST», ОЮЛ «KAZENERGY», КЭА.

Этот механизм позволил, с одной стороны, сделать прозрачным и понятным процесс отбора проектов и инвесторов, с другой - сделать ставку на более эффективные технологии и проекты, позволяющие минимизировать влияние на тарифы у конечных потребителей от ввода мощностей ВИЭ. Аукционные международные торги 2018-2019 годов проведены в электронном формате для проектов ВИЭ суммарной мощностью 1 205 МВт. В торгах

<sup>5</sup> <https://rfc.kegoc.kz/investors/resources/wind-atlas>

<sup>6</sup> <https://rfc.kegoc.kz/investors/resources/sun-atlas> ?



приняли участие 138 компаний из 12 стран: Казахстан, Китай, Россия, Турция, Германия, Франция, Болгария, Италия, ОАЭ, Нидерланды, Малайзия, Испания. Участниками аукционных торгов на выставленные 1205 МВт было предложено заявок на реализацию проектов установленной мощностью 3893,52 МВт, что превысило спрос в 3,2 раза. По итогам аукционных торгов 30 компаний подписали контракты с единым закупщиком электроэнергии ВИЭ (РФЦ) на 15 лет на суммарную мощность 804,3 МВт, 12 компаний находятся на стадии подписания контрактов с РФЦ на суммарную мощность 162,89 МВт.

Кроме того, необходимо отметить, что по заявкам участников аукциона произошло снижение тарифов на электроэнергию ветровых электрических станций (ВЭС) в среднем на 10,6%, малых гидроэлектростанций (МГЭС) на 14,5%, солнечных электрических станций (СЭС) на 36%. При этом, максимальное снижение тарифов по отдельным проектам составили для СЭС – 51%, для ВЭС и ГЭС – 23%.

Также за последние два года была проведена работа по привлечению инвестиций в сектор ВИЭ путем подписания ряда соглашений и меморандумов с международными финансовыми институтами и организациями на сумму порядка 240 млрд тенге (или 613 млн долларов). 28 ноября 2019 года подписан Меморандум о взаимопонимании между Министерством энергетики Республики Казахстан и Азиатским Банком Инфраструктурных инвестиций (АБИИ).

В рамках вышеуказанного Меморандума также было подписано Соглашение между Министерством энергетики Республики Казахстан, АБИИ и ТОО «Жанатасская Ветровая Электростанция» о сотрудничестве и поддержке проекта ВЭС «Жанатасская Ветровая Электростанция 100 МВт».

#### **4.3.4. Республика Молдова**

В Республике Молдова сектор возобновляемых источников энергии в настоящее время регулируется Законом от 26.02.2016 № 10 о продвижении использования возобновляемых источников энергии, который предусматривает применение схем поддержки с целью повышения интереса к этому сектору<sup>7</sup>: чистый замер, фиксированный тариф, фиксированная цена<sup>8,9,10</sup>.

На конец 2019 года в Молдове было реализовано более 50 солнечных проектов общей мощностью 5МВт; в настоящее время в экосистеме небольшие наборы панелей (в среднем 10 кВт), установленные на крышах.

Также действуют 22 ветропарка общей мощностью 37 МВт.

В первом квартале 2020 г. общая установленная мощность генерации на ВИЭ составила 48,9 МВт, из них на малые ГЭС приходится 16 МВт, на ВЭС – 3,7 МВт, на СЭС – 0,5 МВт, биогаз – 3,6 МВт, на другие – 25,1 МВт; производство электроэнергии на ВИЭ составило 21,1 млн кВт·ч, из них на малые ГЭС приходится 3,2млн кВт·ч, на ВЭС –12,1 МВт, на СЭС – 0,1 МВт, биогаз – 5,7 МВт.

25 марта 2018 года вступил в силу Закон о продвижении использования возобновляемых источников энергии. Закон предусматривает внедрение новых схем поддержки для производителей электроэнергии из возобновляемых источников. Со вступлением в силу указанного Закона ожидается развертывание производств 168 МВт «зелёной» энергии по всей стране.

К 2020 году доля возобновляемых источников энергии в Молдове должна составить не менее 17%, что представляет собой национальную цель в данном секторе.

<sup>7</sup>[https://www.legis.md/cautare/getResults?doc\\_id=106068&lang=ro](https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=106068&lang=ro)

<sup>8</sup>[https://www.legis.md/search/getResults?doc\\_id=108822&lang=en](https://www.legis.md/search/getResults?doc_id=108822&lang=en)

<sup>9</sup>[https://www.legis.md/cautare/getResults?doc\\_id=115445&lang=ro](https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=115445&lang=ro)

<sup>10</sup>[https://www.legis.md/cautare/getResults?doc\\_id=120978&lang=ro](https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=120978&lang=ro)



Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) работает над организацией проведения в Молдове первой серии аукционов для крупномасштабных проектов по возобновляемым источникам энергии и до 10 мая 2019 года принимал заявки от консультантов для поддержки проведения тендеров на чистую энергию.

В ходе аукционов планируется заключить контракты на 80 МВт ветровой энергии, 25 МВт фотовольтаики и 8 МВт биогаза. Торги открыты для проектов мощностью от 1 МВт и выше, за исключением минимальных порогов для ветровых станций в 4 МВт.

Всем крупным инвесторам будет предложено подать заявки на тендеры, объявленные созданной для этой цели правительственной комиссией. Конкуренция, между соответствующими инвесторами, обеспечит получение самой низкой цены на электроэнергию, произведенную за счет использования возобновляемых источников энергии<sup>11</sup>.

Что касается намерений государственной поддержки инвестиций в возобновляемые источники энергии с точки зрения общей мощности, установленной для каждой технологии, в таблице ниже представлены лимиты мощности, максимальные ставки и типы мощности для электроэнергии из возобновляемых источников.

Таблица 4.4–Объем мощностей ВИЭ, которые государство поддерживало к 2020 году

Категории мощности / Технология производства	Максимальные уровни мощности для рассматриваемых типов генерирующих установок, МВт			Предел мощности, МВт
	ВСЕГО МВт	Источники по фиксированному тарифу	Источники по фиксированной цене	
Ветряные установки	100	20	80	4
Солнечные PV установки	40	15	25	1
Когенерационные установки на биогазе	20	12	8	1
Когенерационные установки (на твердой биомассе)	5	5	0	1
Гидро	3	3	0	1
ИТОГО	168	55	113	

#### 4.3.5. Российская Федерация

Цели государственной политики России в области развития электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии состоят в вовлечении инновационных наукоёмких технологий в энергетическую сферу, стимулировании развития национального кластера производства высокотехнологичного экспортно-ориентированного генерирующего оборудования и инжиниринга, в диверсификации энергобаланса, а также в выполнении международных обязательств Российской Федерации по ограничению выбросов парниковых газов.

Принятые в рамках реализации государственной политики нормативно-правовые акты дали импульс для развития нового сектора энергетики в Российской Федерации.

Для оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) основные положения схемы поддержки ВИЭ, отраженные в Федеральном законе № 35-ФЗ, были прописаны в Постановлении № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности»<sup>12</sup>, принятом в

<sup>11</sup>[https://www.legis.md/search/getResults?doc\\_id=108823&lang=ro](https://www.legis.md/search/getResults?doc_id=108823&lang=ro)

<sup>12</sup>[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_146916/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146916/)

2013 году. В соответствии с принятым Постановлением поставщики возобновляемой энергии получают право на заключение долгосрочных договоров поставки мощности (ДПМ) на основе конкурсного отбора инвестиционных проектов. Конкурсные отборы инвестиционных проектов для ценовых зон рынка проводятся ежегодно АО «АТС» при участии Ассоциации «НП Совет рынка» и АО «СО ЕЭС».

Согласно Распоряжению Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 №1-р «Об утверждении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года»<sup>13</sup> был установлен целевой объем ввода энерго мощностей на основе ВИЭ до 2024 года в размере 5426 МВт.

Основные требования, предъявляемые к заявителю для участия в конкурсе, прописаны в Постановлении Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172<sup>14</sup>. Благодаря реализуемой с 2013 года программе поддержки ВИЭ по состоянию на конец первого квартала 2020 года в России построено более 1 500 МВт энерго мощностей ВИЭ, а совокупная годовая выработка электроэнергии на объектах возобновляемой энергетики достигла 2 млрд кВт·ч.

Темпы ввода зелёной генерации в России в 2019 году выросли вдвое по сравнению с 2018 годом, а в 2020 году, за первый квартал которого было уже введено 300 МВт, ожидается дальнейшее двукратное увеличение объёмов строительства. Всего за 2020 год планируется ввести более 1 000 МВт объектов ВИЭ<sup>15</sup>.

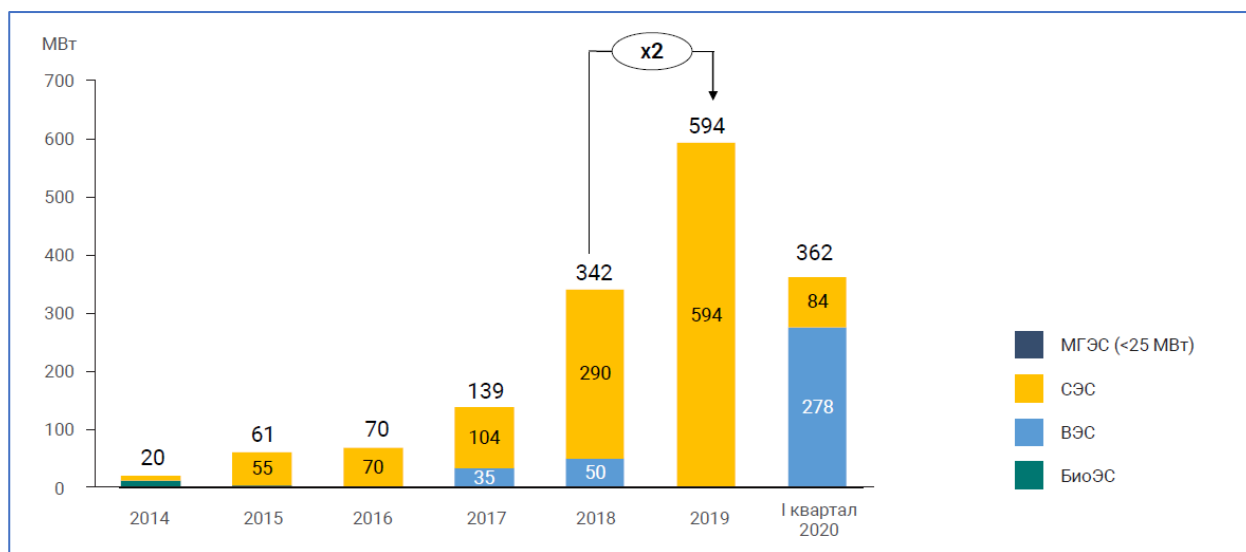


Рисунок 4.7 – Динамика вводов электростанций на основе ВИЭ в Российской Федерации

<sup>13</sup><http://docs.cntd.ru/document/902137809>

<sup>14</sup>[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_112537/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/)

<sup>15</sup><https://rreda.ru>

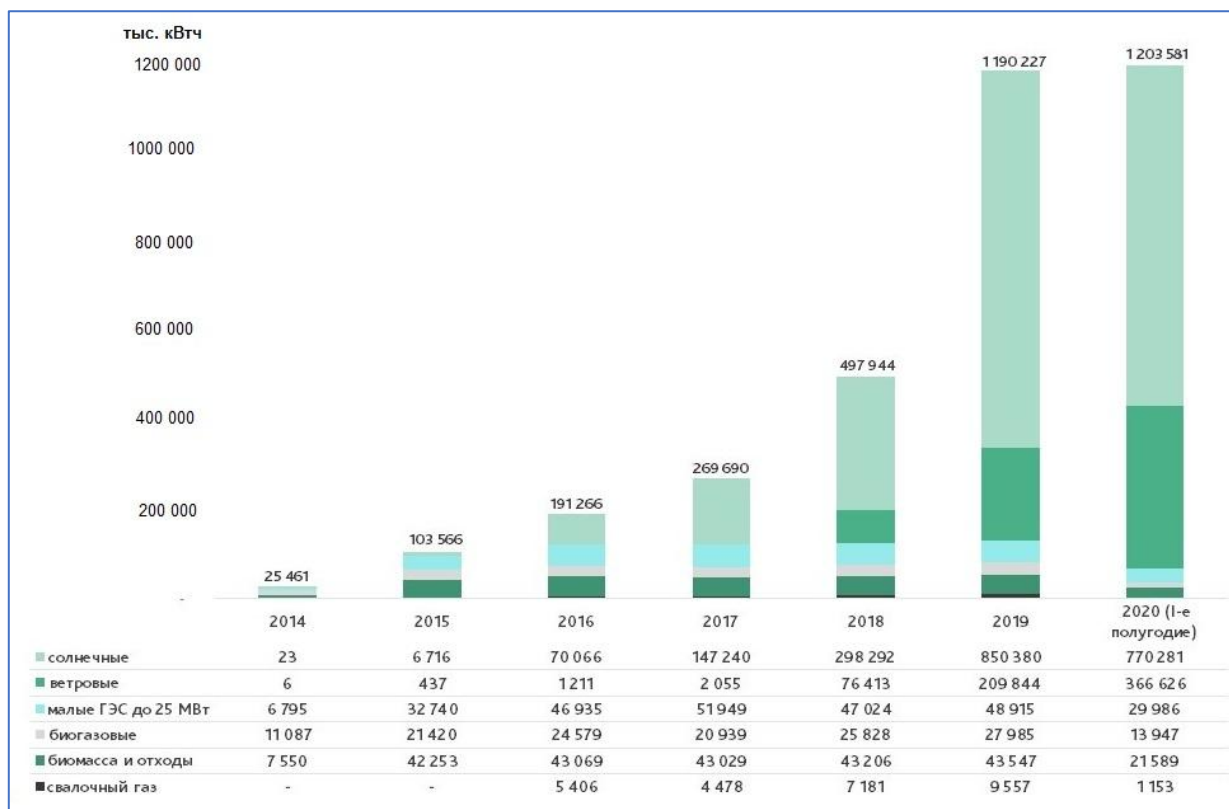


Рисунок 4.8 – Объем выработки электроэнергии на квалифицированных объектах ВИЭ на розничном и оптовом рынках в Российской Федерации, подтвержденный сертификатами<sup>16</sup>

Задача создания отечественного инновационного энергомашиностроительного кластера в секторе возобновляемой энергетики реализуется посредством выстраивания участниками российского рынка ВИЭ эффективного сотрудничества промышленных предприятий и научных центров с крупными международными промышленными компаниями, которые обеспечивают трансфер технологий и организуют в России процесс производства оборудования ВИЭ с максимальным вовлечением отечественных предприятий в цепочки поставок.

### Солнечная электроэнергетика

#### Группа компаний «Хевел»

Группа компаний «Хевел» является крупнейшей в России интегрированной компанией в отрасли солнечной энергетики и предоставляет полный комплекс услуг: от научных исследований и разработок в сфере солнечной энергетики (Научно-технический центр тонкопленочных технологий в энергетике в г. Санкт-Петербурге), производства фотоэлектрических (солнечных) модулей (завод ООО «Хевел» в г. Новочебоксарске) до проектирования, строительства и эксплуатации объектов солнечной генерации различной мощности и сложности на территории Российской Федерации и за рубежом (ООО «Авелар Солар Технолоджи»).

Завод по производству солнечных модулей ООО «Хевел» (в г. Новочебоксарске Чувашской Республики) – первый и единственный в России и Европе завод полного цикла по производству высокоэффективных фотоэлектрических ячеек и модулей нового поколения (производственная мощность 340 МВт в год) был запущен в феврале 2015 года .

<sup>16</sup><https://www.np-sr.ru/ru/market/vie/index.htm>

Благодаря внедрению уникальной гетероструктурной технологии собственной разработки продукция ООО «Хевел» входит в ТОП-5 по эффективности фотоэлектрических преобразователей в мире (КПД ФЭП более 23%) и обладает высоким экспортным потенциалом.

За разработку и промышленное освоение данной технологии в 2018 году специалистам ГК «Хевел» присуждена премия Правительства Российской Федерации в области науки и техники.

Также компания обеспечивает разработку и инжиниринг широкой линейки решений для солнечной генерации на оптовом и розничном рынках электроэнергии (сетевая, локальная и распределенная генерация), а также для микрогенерации (готовые комплекты оборудования для частных домовладений, объектов малого и среднего предпринимательства, фермерских хозяйств).

В рамках развития сетевой солнечной генерации до настоящего времени ГК «Хевел» построены и успешно функционируют на оптовом рынке электроэнергии и мощности и розничном рынке электроэнергии сетевые солнечные электростанции (СЭС) суммарной установленной мощностью 612 МВт в Республиках Алтай, Адыгея, Башкортостан, Бурятия, Калмыкия, в Астраханской, Волгоградской, Саратовской и Оренбургской областях. В частности, в 2014 году была открыта первая в России сетевая СЭС в Республике Алтай – Кош-Агачская СЭС-1 мощностью 5 МВт. В 2017 году в Майминском районе Республики Алтай на оптовом рынке электроэнергии и мощности введена в эксплуатацию первая СЭС, построенная на гетероструктурных модулях российского производства мощностью 20 МВт, в 2020 году состоялось открытие на территории Республики Башкортостан первой в России солнечной электростанции на розничном рынке электроэнергии с применением систем накопления энергии – Бурзянской СЭС мощностью 10 МВт. Бурзянская СЭС уникальна тем, что на станции установлена система накопления электроэнергии энергоемкостью 4 МВт·ч с режимом работы, учитывающим параметры выработки энергии и спроса. Впервые в России солнечная электростанция может работать как параллельно с сетью, так и в изолированном режиме.

Помимо сетевой генерации одним из стратегических направлений деятельности ГК «Хевел» является развитие локальной и распределенной генерации с использованием ВИЭ, в том числе различные инфраструктурные решения на базе солнечной энергии. Проекты строительства автономных гибридных (дизель-солнечных) энергоустановок (АГЭУ) для обеспечения устойчивого энергоснабжения децентрализованных районов субъектов Российской Федерации реализованы ГК «Хевел» на территории удаленных энергоизолированных населенных пунктов Забайкальского края, Республики Алтай и Республики Тыва. В настоящее время осуществляется строительство АГЭУ на территории Чукотского автономного округа и Красноярского края, в том числе самая большая АГЭУ в России в п. Тура Эвенкийского района, суммарная установленная мощность которой превышает 14 МВт, а мощность ФЭС составляет 2,5 МВт.

В октябре 2019 года АО «СО ЕЭС» и группа компаний «Хевел» сформировали совместную рабочую группу, которая займется созданием нормативно-технической базы для инновационного сегмента российской электроэнергетики - систем накопления электроэнергии (СНЭЭ). Использование промышленных накопителей позволяет максимально эффективно использовать возможности ВИЭ, снижая негативные факторы влияния нестабильной генерации на режимы энергосистемы. Ключевой задачей рабочей группы станет разработка и апробация технических и функциональных требований к работе накопителей в Единой энергетической системе России. После этого в целях уточнения этих требований будет организовано проведение натурных испытаний различных режимов работы СНЭЭ в составе ЕЭС России. Испытания, которые планируется провести в 2020 году, пройдут в СЭС, а также в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ – на Кош-Агачской СЭС.

**ООО «Хелиос-Ресурс»** — производитель мультикремниевых слитков и пластин. В 2014 году компания начала выпуск кремниевых мультикристаллических пластин на производственной площадке в г. Мытищи Московской области. Объем выпуска продукции составлял 60 МВт. Позже развитие получила производственная площадка в г. Саранске (Республика Мордовия), благодаря чему общий объем производства достиг 180 МВт в год. Технология компании позволяет получать мультикристаллический кремний высокой чистоты, из которого в дальнейшем производятся солнечные модули с КПД, соответствующим мировым стандартам. Готовые фотоэлектрические модули, изготовленные на основе мультикристаллических пластин ООО «Хелиос-Ресурс», полностью соответствуют требованиям по степени локализации, установленным Правительством Российской Федерации, и поставляются для строительства солнечных электростанций по ДПМ ВИЭ.

### **ООО «Солар Кремниевые технологии»**

Другим крупным игроком в секторе производства компонентов фотоэлектрических модулей является ООО «Солар Кремниевые технологии». Это единственное предприятие на территории России, которое производит моно- и мультикристаллические кремниевые пластины, соответствующие высоким стандартам качества и удовлетворяющие требованиям для производства фотоэлектрических модулей по технологии PERC50. Производственная площадка ООО «Солар Кремниевые технологии» находится на территории бывшего Подольского химико-металлургического завода, расположенного в Московской области. Объемы производства – 200 МВт в год.

В России уже функционирует более 1 200 МВт солнечных электростанций, построенных в рамках текущей программы поддержки ВИЭ, а к 2024 году эта цифра превысит 2 000 МВт.

### **Ветроэнергетика**

В секторе ветрогенерации в рамках программы ДПМ ВИЭ реализуют, в основном: Фонд развития ветроэнергетики (консорциум АО «РОСНАНО» и ПАО «Фортум»), АО «Новавинд» (ГК «Росатом») и ПАО «Энел Россия». Каждый из них реализует собственный подход к локализации производства оборудования.

### **Фонд развития ветроэнергетики**

Фонд развития ветроэнергетики создан ПАО «Фортум» и АО «РОСНАНО» на паритетной основе в 2017 году в целях инвестирования в строительство ветропарков. Управление Фондом осуществляет УК «Ветроэнергетика», принадлежащая ПАО «Фортум» и ООО «УК «РОСНАНО» в равных долях. Партнеры на паритетной основе собираются инвестировать совокупно до 30 млрд рублей в проекты ветрогенерации. Также будет привлекаться заемное банковское финансирование.

Основным технологическим партнёром и поставщиком ветроустановок для проектов Фонда развития ветроэнергетики стал мировой лидер по производству ветротурбин — датская компания Vestas. 18 мая 2018 года ООО «Вестас Рус» на производственной площадке Liebherr (г. Дзержинск Нижегородской области) открыл завод по производству гондол ВЭУ, сборке системы управления углом поворота гондолы и системы охлаждения. В октябре 2019 года на заводе Liebherr была собрана первая гондола Vestas V126 новой модификации для турбины мощностью 4,2 МВт. 13 декабря 2018 года ООО «Вестас Мэньюфэкчуринг Рус» — пока единственная в России компания по производству композитных лопастей для ВЭУ — открыла завод в г. Ульяновске. Поставщиком стекловолокна для ООО «Вестас Мэньюфэкчуринг Рус» является завод ОАО «ОСВ Стекловолокно», расположенный в Гусь-Хрустальном. 13 декабря 2018 года испанская компания Windar Renovables S. L. (глобальный OEM-партнёр Vestas), УК «Роснано» и ПАО «Северсталь» создали совместное предприятие — ООО «Башни ВРС», которое является поставщиком башен для ветроэнергетических установок Vestas.

Производственная площадка находится в г. Таганрог Ростовской области. В 2019 году на этом заводе также начато производство башен для турбин ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи». В апреле 2020 года ООО «Вестас Мэньюфэкчуринг Рус» отправил продукцию на экспорт: партию из 48 лопастей поставили с площадки ульяновского предприятия заказчику в Данию. Экспорт одного из ключевых компонентов ВЭУ, локализованного в России, стал первым в истории отечественного энергомашиностроения.

Первым завершённым совместным проектом партнерства стала Ульяновская ВЭС-2 мощностью 50 МВт. Станция начала поставлять электроэнергию на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в январе 2019 год.

1 мая 2020 года Каменская ВЭС установленной мощностью 100 МВт в полном объеме начала поставки электроэнергии и мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Первая очередь станции (50 МВт) начала поставки на ОРЭМ 1 апреля 2020 года. Ветроэлектростанция стала вторым завершённым объектом Фонда развития ветроэнергетики в Ростовской области.

1 июня 2020 года Гуковская ВЭС установленной мощностью 100 МВт начала поставки электроэнергии и мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Ветроэлектростанция стала третьим завершённым объектом Фонда развития ветроэнергетики. Также в Ростовской области идет подготовка к началу строительства Казачьей ВЭС установленной мощностью 100 МВт. Кроме того, Фонд реализует проекты строительства ветроэлектростанций в Республике Калмыкии (200 МВт) и в Астраханской области (176 МВт).

Таким образом, портфель реализованных в Ростовской и Ульяновской областях проектов Фонда сегодня состоит из трех ветроэлектростанций суммарной мощностью 250 МВт. На различной стадии реализации находятся проекты суммарной мощностью 576 МВт.

**АО «Новавинд»** отвечает в Госкорпорации «Росатом», в том числе за реализацию направления «Ветроэнергетика». АО «ВетроОГК» (входит в контур управления АО «Новавинд») с 2016 г. отвечает за строительство и эксплуатацию ветроэлектростанций. До 2023 г. предприятиям в контуре управления АО «Новавинд» предстоит построить ВЭС общей мощностью 1 ГВт в рамках исполнения заключенных на ОРЭМ договоров о предоставлении мощности. Ветроэнергетические станции появятся в Республике Адыгея, Ставропольском крае и Ростовской области.

Технологическим партнёром АО «Новавинд» является нидерландская компания Lagerwey Systems B.V., осуществляющая разработку, установку и обслуживание ветроэнергетических установок под ключ. Компания находится под управлением Enercon GmbH — одного из ведущих мировых производителей ветроэнергетических установок. В рамках указанного партнёрства АО «Новавинд» организовало на территории Российской Федерации промышленное производство компонентов ВЭУ: генератора и гондолы безредукторной ветроэнергетической установки. ООО «ВетроСтройДеталь» — партнёр АО «Новавинд» в части производства и поставок башен для ветроэнергетических установок. На территории Ростовской области (г. Волгодонск) компания реализует инвестиционный проект строительства завода по серийному производству модульных стальных башен для ветроэнергетических установок.

Адыгейская ВЭС стала первым завершённым проектом. Объем совокупных инвестиций компании превысил 23 млрд руб. Расчетная выработка Адыгейской ВЭС составит около 354 млн кВтч/год. Самая крупная в России ветроэлектростанция Адыгейская ВЭС с установленной мощностью 150 МВт состоит из 60 ВЭУ и приступила к поставкам на ОРЭМ. Ввод объекта в эксплуатацию позволит снизить энергодефицит Адыгеи на 20 %.

Планируемые к реализации проекты:

- Кочубеевская ВЭС в Кочубеевском районе Ставропольского края, установленной мощностью - 210 МВт.
- Кармалиновская ВЭС в Новоалександровском городском округе Ставропольского края, установленной мощностью - 60 МВт.
- Марченковская ВЭС в Зимовниковском районе Ростовской области, установленной мощностью - 120 МВт.
- Бондаревская ВЭС в Ипатовском районе Ставропольского края установленной мощностью - 120 МВт.
- Медвеженская ВЭС в Труновском районе Ставропольского края установленной мощностью - 60 МВт.

### **ПАО «Энел Россия»**

В июне 2017 года Энел Россия выиграла федеральный тендер на строительство двух объектов ветрогенерации установленной мощностью 201 МВт и 90 МВт.

23 мая 2019 года состоялась торжественная церемония закладки первого камня ветропарка Азовская ВЭС в Ростовской области. Ветропарк будет оснащен в общей сложности 26 турбинами и расположен на территории площадью 133 гектара. Установленная мощность каждой турбины составляет 3,5 МВт. Завершена установка и заливка фундаментов. В настоящее время в области продолжаются работы по возведению ветроэнергетических установок.

В июне 2019 года Энел Россия выиграла федеральный тендер на строительство ветропарка Родниковский в Ставропольском крае мощностью 71 МВт.

19 сентября 2019 года Энел Россия приступила к строительству Кольской ВЭС, мощностью 201 МВт – крупнейшего ветропарка за Полярным кругом. В сентябре 2020 г. начата сборка основных компонентов ветроэнергетического оборудования для Кольской ВЭС в Мурманской области – крупнейшего проекта возобновляемой энергетики в России за Полярным кругом мощностью 201 МВт.

Основным технологическим партнёром и поставщиком ветроустановок для проектов ПАО «Энел Россия» является Siemens Gamesa — один из ведущих мировых производителей ветроустановок, реализует в России программу локализации редукторной ВЭУ модели SG 3.4–132 мощностью 3,4 МВт в рамках сотрудничества ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи» с ПАО «Энел Россия». В сентябре 2018 года было подписано соглашение между ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи» и ООО «Сименс технологии газовых турбин» (СТГТ) о сборке гондол ветроустановок мощностью 3,4 МВт SG 3.4–132 на площадке СТГТ в Ленинградской области (промышленная зона Горелово Ломоносовского района). Производственный процесс на площадке начался в августе 2019 года, поставки ВЭУ на российский рынок планируются в 2020 году.

Башни для ветроустановок Siemens Gamesa в России производятся на заводе ООО «Башни ВРС» в Таганроге с сентября 2019 года. ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи» проводит постепенное расширение локальной сети поставщиков в России. Так, в ноябре 2018 года был подписан контракт с российским электротехническим концерном «Русэлпром» (г. Санкт-Петербург), который будет производить и поставлять генераторы для ветровых турбин, а в феврале 2019 года заключён договор с группой «СВЭЛ» (г. Екатеринбург) о поставке силовых трансформаторов для собираемых ветроустановок. Конверторы для ветроустановок Siemens Gamesa будут производиться также в Санкт-Петербурге на заводе «Электронмаш». В апреле 2020 года компания «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи» произвела первую отгрузку деталей для Азовской ВЭС (заказчик —

«Энел Винд Рус Азов»): в Ростов-на-Дону были отправлены шесть гондол и девять ступиц, изготовленных на производстве ООО «Сименс технологии газовых турбин».

### **Группа РусГидро**

Группа РусГидро считает использование ВИЭ важным стратегическим направлением и ведет последовательную работу по развитию проектов малой и крупной гидроэнергетики, солнечной, ветровой и геотермальной генерации. Большая часть таких проектов расположена в изолированных и труднодоступных районах Дальнего Востока.

Начиная с 2012 года РусГидро ведет планомерную работу по развитию проектов ВИЭ в ДФО. Реализовано 27 проектов общей мощностью 6,5 МВт. Среди них 22 проекта - солнечная генерация и 5 проектов - ветровая генерация.

Группа РусГидро в 2019-2020 годах реализовала проект строительства СЭС 1,3 МВт на сооружениях Нижне-Бурейской ГЭС, включая понтонную площадку. Целью проекта является апробирование технологии комбинированной работы различных ВИЭ в автономном режиме. Мощность СЭС выбрана с учетом возможности обеспечения собственных нужд Нижне-Бурейской ГЭС, что в свою очередь увеличит полезный отпуск электроэнергии и повысит эффективность работы ГЭС. В настоящее время СЭС работает в режиме опытной эксплуатации.

Успешная реализация проекта позволит получить опыт строительства СЭС на ГЭС для снижения затрат на реализацию перспективных проектов СЭС. Годовая выработка электроэнергии СЭС после ее выхода на полную мощность составит порядка 1,4 млн кВт·ч. Данный проект является экспериментальным и на текущий период единственным в России, когда прилегающая территория и инфраструктура обеспечивающая работу существующей ГЭС используется для возведения и последующей эксплуатации СЭС без выделения новых земель на строительство объектов энергетики.

### **Использование солнечных коллекторов**

Промышленные и бытовые объекты, горячее водоснабжение которых осуществляется солнечными коллекторами, расположены по всей России: от южного Краснодарского края до арктических широт на севере; от Ленинградской области на западе до Камчатки на востоке. Солнечные коллекторы используют ПАО РЖД, АК «Алроса», ПАО «Сургутнефтегаз», аэропорты Домодедово (Московская область) и Платов (Ростовская область). Компаниями АК «Алроса» и ООО «Новый Полюс» реализован проект солнечной водонагревательной системы в вахтовом поселке Накын (Якутия) который находится за полярным кругом. Площадь поля солнечных коллекторов составляет 300 м<sup>2</sup>, мощность – 225 кВт. В летнее время система обеспечивает горячей водой вахтовый поселок, что позволяет значительно сократить потребление привозного дизеля, стоимость которого на удаленных арктических территориях может достигать 100 и более рублей за литр.

Еще одним примером является единственная котельная в России, которая работает на солнечных коллекторах (г. Нариманов, Астраханская область). Тепловая мощность котельной составляет 3 МВт, котельная состоит из 2200 солнечных коллекторов (производитель – компания Buderus) и обслуживает 11,6 тысяч человек. В зимний период снижение производства тепла солнечными коллекторами компенсируется производством тепла с использованием природного газа. В результате работы котельной на солнечных коллекторах экономия природного газа составляет 8,4 млн м<sup>3</sup> в год.

### **Использование тепловых насосов и тепла шахтных вод**

Как и солнечные коллекторы, тепловые насосы также приобретают все большую популярность. Они могут служить источниками отопления, горячего водоснабжения, а также и кондиционирования объектов неподключенных к сетевому природному газу.



Проект «Энергоэффективный жилой дом в микрорайоне Никулино-2», реализованный в 1998–2002 годах, направлен на решение проблемы эффективного использования энергоресурсов в городском хозяйстве Москвы. В рамках проекта фактически впервые в России была построена теплонасосная система горячего водоснабжения многоэтажного дома. Поскольку режим работы тепловых насосов, использующих тепло земли и тепло удаляемого воздуха, постоянный, а потребление горячей воды переменное, система горячего водоснабжения оборудована баками-аккумуляторами.

На сегодняшний день в России реализованы десятки проектов в промышленных и офисных зданиях и жилых домах с мощностью тепловых насосов до 2 МВт в Северо-Западном, Центральном, Южном и Сибирском федеральных округах.

Система отопления и горячего водоснабжения здания Гиперкуб в Сколково смонтирована компанией Stiebel Eltron. Мощность системы составляет 69 кВт, площадь отопления и горячего водоснабжения - 6000 м<sup>2</sup>.

В городе Новошахтинск (Ростовская область) с населением 107 тысяч человек компания ООО «Теплонасосные системы - Новошахтинск» реализовала проект котельной на тепловых насосах с использованием тепла шахтных вод. Проект обеспечивает теплом центральный район города и производит 11,4 тыс. Гкал тепла в год, что составляет 8% от его общегородского потребления. Еще одним примером является проект системы теплоснабжения мощностью 130 кВт на шахте «Осинниковская» (Кемеровская область). В августе 2008 года было завершено строительство четырёхзвездочного комплекса гостиницы «Гамма» в Туапсинском районе, где спроектирован, смонтирован и запущен в эксплуатацию энергоцентр с использованием экологически безопасной, пожаровзрывобезопасной, экономически и энергетически эффективной технологии теплового насоса общей тепловой мощностью 1 МВт. Установка ТНУ позволила решить вопросы отопления, горячего водоснабжения (ГВС), кондиционирования гостиницы (13 тыс. м<sup>2</sup>, 200 номеров) и пяти отдельно стоящих пятиэтажных спальных корпусов (7400 м<sup>2</sup>, 150 номеров), в зоне семейного отдыха, без подвода газовой магистрали. Данный проект является одним из крупнейших на территории России из реализованных российскими специалистами проектов с использованием теплонасосной технологии.

#### **4.3.6 Республика Узбекистан**

Правительство Республики Узбекистан реализует крупномасштабную стратегию использования возобновляемых источников энергии для развертывания в следующие 10 лет до 5 ГВт рентабельной и экологически чистой возобновляемой генерации для удовлетворения значительного увеличения спроса в стране.

В основном сектор ВИЭ регулируется законом «Об использовании возобновляемых источников энергии» от 21 мая 2019 года № ЗРУ-539. В соответствии с Законом основным регулирующим органом в области использования возобновляемых источников энергии является Министерство энергетики Республики Узбекистан.

Главным образом, Закон затрагивает общие льготы, предоставляемые инвестору, который планирует импортировать или внедрять установки возобновляемых источников энергии.

Государством предоставляются следующие формы льгот и привилегий для инвесторов:

- установление налоговых, таможенных и иных льгот и преференций;
- содействие созданию и применению инновационных технологий;

- обеспечение гарантированного подключения к единой электроэнергетической системе установок возобновляемых источников энергии.

Для производителей установок ВИЭ государство предусматривает освобождение от всех налогов в течение 5 лет с даты их государственной регистрации. Производители возобновляемой энергии будут также освобождены от налога на прибыль и земельного налога по участкам, занятым этими установками (номинальной мощностью 0,1 МВт и более) сроком на десять лет с момента ввода их в эксплуатацию. Согласно Указу «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии» № ПП-4422 с 1 января 2020 года юридическим лицам, получающим кредиты на приобретение возобновляемых источников энергии, энергоэффективных газовых горелок и котлов, а также другого энергоэффективного оборудования, предоставляется компенсация за счет средств Государственного бюджета Республики Узбекистан. Компенсация предоставляется при условии, если сумма расходов по кредитам не превышает 5 млрд. сумов (примерно 531 915 долларов США).

В сфере гидроэнергетики в Узбекистане был построен ряд гидроэлектростанций: Чирчикская, Шамалдысайская, Ходжикентская, Тюямунская и другие, общей установленной мощностью 247,1 МВт. Согласно Концепции развития гидроэнергетической отрасли Республики, к 2025 году планируется сдать в эксплуатацию 4 ГЭС мощностью более 30 МВт и 16 малых ГЭС мощностью до 30 МВт. Общая стоимость всех проектов превысит \$2,68 млрд, в том числе \$2 млрд собственных и \$643 млн кредитных средств<sup>17</sup>.

Первый шаг к привлечению прямых иностранных инвестиций в энергетический сектор был сделан путем проведения открытого тендера на фотоэлектрические установки мощностью 100 МВт в г. Навои. Прозрачность процесса закупок, своевременность доставки, сбалансированное распределение рисков, доступность тарифов и соотношение цены и качества для Правительства Узбекистана будут ключевыми руководящими принципами для успешной реализации проектов. Более того, проекты будут осуществляться в соответствии с Законом о государственно-частном партнерстве от 10 мая 2019 года и учитывать требования, установленные Законом об использовании возобновляемых источников энергии от 21 мая 2019 года. Площадка, расположенная в Шерабадском районе Сурхандарьинской области, была выбрана для разработки проекта по строительству фотоэлектрической станции с минимальной мощностью 200 МВт, включая новую подстанцию 220 кВ и линию электропередачи длиной 52 км для подключения к подстанции 220 кВ Сурхан. Правительство страны в настоящее время проводит международный тендер для привлечения и выбора квалифицированного частного разработчика-инвестора для Проекта.

В Узбекистане планируется реализовать 12 крупных проектов в области ВИЭ общей стоимостью \$3,56 млрд. Крупнейший из них – проект по строительству двух ветровых электростанций мощностью 1 тыс. МВт в Навоийской и Бухарской областях общей стоимостью \$1,3 млрд. В Республике Каракалпакстан планируется построить две ветровые электростанции Koratau-2 и Koratau-3 общей мощностью 300 МВт за \$300 млн, а в Навоийской области – ветровую электростанцию мощностью 500 МВт с инвестициями \$550 млн и солнечную электростанцию на 100 МВт за \$110 млн. В Самаркандской области реализуется проект строительства фотоэлектрической станции на 100 МВт и стоимостью \$100 млн. В Самаркандской и Джизакской областях будут построены две фотоэлектрические станции мощностью 200 МВт каждая. Общий объем инвестиций по ним составит \$360 млн. В Сурхандарьинской области Республики намечено построить две солнечные

<sup>17</sup><http://azizovpartners.uz/ru/2020/08/03/возобновляемая-энергетика-в-узбекис/>

электростанции (проекты Sherabad-1 и Sherabad-2) на 500 МВт с общими инвестициями \$415 млн.<sup>18</sup>

#### 4.4 Актуальные обзоры, доклады по ВИЭ

##### 4.4.1 Международные обзоры и доклады по ВИЭ

Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Сообщество REN21 	Глобальный отчет о состоянии возобновляемых источников энергии в городах	2019
	Глобальный доклад REN21 о статусе возобновляемой энергетики 2020	2020
	Основные результаты доклада REN21 2020. Цифры, факты и тренды возобновляемой энергетики	2020
Международное агентство по возобновляемым источникам энергии 	Решения для интеграции высоких долей переменной возобновляемой энергии для Рабочей группы G20 по энергетическим переходам (ETWG)	2019
	Отчет «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2020»	2020
	Глобальный прогноз возобновляемой энергетики: трансформация энергетической отрасли до 2050 года	2020
ЕЭК ООН 	Откровенный разговор в странах ЕЭК о том, как развивать возобновляемую энергетику	2019
	На пути к инвестициям и внедрению устойчивой возобновляемой энергетики	2019
	Пути перехода к устойчивой энергетике. Ускорение энергетического перехода в регионе ЕЭК ООН	2020
Международное Энергетическое Агентство 	IEA World Energy Outlook 2019	2019
	IEA Sustainable recovery 2020	2020
	IEA Renewable energy market update Outlook for 2020 and 2021	2020
	IEA Global Energy Review 2020	2020
	IEA Renewables 2020 Analysis and forecast to 2025	2020
Всемирный Совет по ветроэнергетике 	Global Wind Report 2019	2019
	<a href="#">Global Offshore Wind Report 2020</a>	2020
ЭСКАТО 	Дорожная карта по развитию энергетических связей для Азиатско-Тихоокеанского региона: стратегии по объединению энергосистем региона	2019
	ACCELERATING SDG7 ACHIEVEMENT IN THE TIME OF COVID-19	2020

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 4.3)

<sup>18</sup><https://uzreport.news/>

#### 4.4.2 Обзоры и доклады по ВИЭ государств-участников СНГ

Государства – участники СНГ	Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
<b>Азербайджанская Республика</b> 	IRENA	Оценка готовности к возобновляемым источникам энергии (Renewables Readiness Assessment)	2019
<b>Республика Армения</b> 	Фонд энергосбережения и возобновляемой энергетики	Картографирование потенциала солнечной энергии на территории Армении	2018
<b>Республика Беларусь</b> 	ЕЭК ООН	Лучшие практики в области устойчивой энергетики в Беларуси, о пробелах в реализации практик устойчивой энергетики, проблемах их внедрения	2018
	ЕЭК ООН	Проект Национального плана действий в области устойчивой энергетики для Республики Беларусь	2019
<b>Республика Казахстан</b> 	Министерство энергетики Республики Казахстан	Национальный отчет по переходу к «зеленой экономике» за 2013-2016 годы (содержит раздел ВИЭ)	2017
	KAZENERGY	Национальный Энергетический Доклад KAZENERGY (содержит раздел «ВИЭ: выход на новые рубежи, несмотря на имеющиеся проблемы»);	2019
	Казахстанская электроэнергетическая ассоциация	Отчет о работе Комитета КЭА по ВИЭ за 2019 год	2020
<b>Кыргызская Республика</b> 	МЭА	Энергетический профиль Кыргызстана	2020
<b>Республика Молдова</b> 	IRENA	Оценка готовности к возобновляемым источникам энергии	2019
	МЭА	Углубленный обзор политики Республики Молдова в области энергетики	2020
<b>Российская Федерация</b> 	Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ)	Анализ результатов программы поддержки ВИЭ 1.0. Параметры продления поддержки после 2024 г.	2019
		Информационный бюллетень «Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития»	2020
	Российская ассоциация ветроиндустрии (РАВИ)	Обзор российского ветроэнергетического рынка и рейтинг регионов России за 2019 год	2020

(Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 4.4.)

#### 4.5 Анализ мирового опыта развития ВИЭ: основные выводы

Расширение использования возобновляемых источников электрической энергии стало возможным благодаря техническому прогрессу в этой области, позволившему, прежде всего, значительно снизить себестоимость производства электроэнергии ветровыми и солнечными электростанциями различных типов. Стоимость солнечных фотоэлектрических модулей на начало 2020 г. упала примерно на 90% с конца 2009 года, в то время как стоимость ветряных турбин упала на 55-60% с 2010 года<sup>19,20</sup>. С 2010 года развитие возобновляемых источников энергии ускорилось, достигнув рекордных уровней и опередив ежегодные вводы традиционных мощностей во многих регионах. Среди всех технологий использования возобновляемых источников энергии ветроэнергетика после гидроэнергетики доминировала в отрасли возобновляемых источников энергии на протяжении многих десятилетий<sup>21</sup>.

С 2000 года ветроэнергетика развивалась с совокупным среднегодовым темпом роста (СГТР) более чем на 21 %. В первые годы развертывания ветроэнергетики Европа была ключевым регионом глобальных вводов ветроустановок. В 2010 году на регион приходилось 47% мировых вводов наземных ветроустановок. После 2010 года быстрое развитие ветроэнергетики наблюдается в других регионах, особенно в Китае, где показатель СГТР составляет около 27 %. В 2019 году мировой рынок ветроэнергетики увеличился на 19%, добавив около 60 ГВт новых сетевых мощностей (включая более 54 ГВт на суше и более 6 ГВт в оффшоре). Это был второй по величине годовой прирост мощности за всю историю, который последовал за трехлетним падением после пика 2015 года (63,8 ГВт). Оффшорная ветроэнергетика играет все более важную роль на мировом рынке, на нее в 2019 году пришлось рекордная десятая часть добавленных мощностей. Вновь установленная за год мощность ветроэнергетики увеличила общемировой показатель на 10% до примерно 651 ГВт в целом (621 ГВт на суше и остальное в оффшоре).<sup>22</sup>

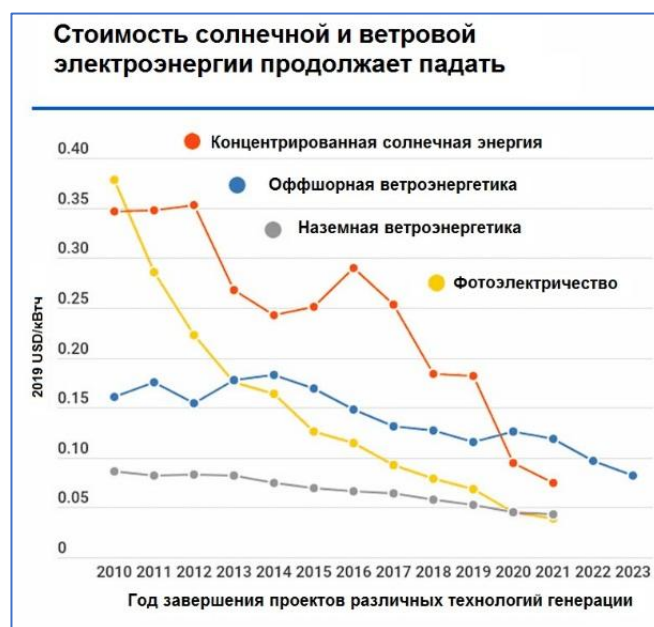


Рисунок 4.9 –Динамика средневзвешенных цен электроэнергии генерирующих мощностей на основе ВИЭ вводимых в период 2010-2023 гг.

<sup>19</sup><https://www.irena.org/costs>

<sup>20</sup><https://energyindustryreview.com/renewables/renewable-power-now-cheaper-than-coal/>

<sup>21</sup>FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects A Global Energy Transformation paper, <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>

<sup>22</sup>[https://www.ren21.net/gsr-2020/chapters/chapter\\_03/chapter\\_03/#start-wind](https://www.ren21.net/gsr-2020/chapters/chapter_03/chapter_03/#start-wind), (accessed 28 September 2020).

В сегменте оффшорной ветроэнергетики пять стран Европы и три в Азии подключили рекордные 6,1 ГВт в 2019 году (рост на 35,5% по сравнению с 2018 годом), увеличив совокупную глобальную мощность до более 29 ГВт<sup>23,24</sup>.

За последние два десятилетия фотовольтаика превратилась из нишевого рыночного продукта в один из основных источников производства электроэнергии. Динамика роста становится менее зависимой от правительственных программ стимулирования и в большей степени определяется рыночными инвестиционными решениями. Ежегодные вводы новых солнечных фотоэлектрических систем увеличились с 29,5 ГВт в 2012 году до 100 ГВт во всем мире в 2017 году, что обусловлено переходом на более мощные сетевые PV электростанции, с одной стороны, и мировым снижением цен на фотоэлектрические системы, с другой.

К концу 2019 года глобальная установленная мощность солнечной фотоэлектрической энергетики достигла 627 ГВт с совокупным годовым темпом роста СГТР почти 43% с 2000 года, и она является вторым по установленной мощности сектором возобновляемой энергетики после ветроэнергетики. В 2019 году солнечные фотоэлектрические системы снова доминировали в общем объеме мощности возобновляемых источников энергии с вводами мощностей около 115 ГВт, что вдвое больше по сравнению с ветром и больше, чем все ископаемое топливо и ядерное топливо вместе<sup>25</sup>.

Новые глобальные инвестиции в возобновляемую энергию и топливо (не включая гидроэнергетические проекты мощностью более 50 МВт) в 2019 году составили 301,7 млрд долларов США, по оценке BloombergNEFi. Это было на 5% больше, чем в 2018 году, отчасти из-за увеличения расходов на небольшие солнечные фотоэлектрические системы.

На Китай по-прежнему приходится наибольшая доля мировых инвестиций в мощности возобновляемых источников энергии (без учета гидроэнергетики мощностью более 50 МВт) - 30%, за которым следуют США (20%), Европа (19%) и Азия-Океания (исключая Китай и Индию (16%). На Ближний Восток и Африку пришлось 5%, на Америку (исключая Бразилию и США) 4%, Индию 3% и Бразилию 2%. Долларовые инвестиции в новые возобновляемые источники энергии (включая всю гидроэлектроэнергию) в три раза превышают общие инвестиции в новые угольные, газовые и атомные электростанции. Развивающиеся страны и страны с развивающейся экономикой превосходят развитые страны по объему инвестиций в возобновляемую энергетику уже пятый год подряд, достигнув 152 миллиардов долларов США.

К концу 2019 г. установленная мощность генерирующих станций на основе ВИЭ в мире составила 1347 ГВт (без учета ГЭС). Мощность возобновляемой генерации увеличилась на 176 ГВт (+ 7,4%) в 2019 году. Солнечная энергетика продолжала развиваться, увеличившись на 98 ГВт (+ 20%), за которой последовала ветроэнергетика с 59 ГВт (+ 10%). Мощность гидроэнергетики увеличилась на 12 ГВт (+ 1%), а биоэнергетика - на 6 ГВт (+ 5%). Геотермальная энергетика увеличилась чуть менее 700 МВт.

Солнечная и ветровая энергия продолжали доминировать в расширении возобновляемых мощностей, на которые в 2019 году приходилось 90% всех чистых возобновляемых вводов<sup>26</sup>.

<sup>23</sup> <https://gwec.net/record-6-1-gw-of-new-offshore-wind-capacity-installed-globally-in-2019/>

<sup>24</sup> [https://gwec.net/wp-content/uploads/dlm\\_uploads/2020/08/GWEC-offshore-wind-2020-5.pdf](https://gwec.net/wp-content/uploads/dlm_uploads/2020/08/GWEC-offshore-wind-2020-5.pdf)

<sup>25</sup> [file:///G:/REN%2021/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](file:///G:/REN%2021/gsr_2020_full_report_en.pdf)

<sup>26</sup> <https://www.irena.org/>

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA\\_RE\\_Capacity\\_Highlights\\_2020.pdf?la=en&hash=B6BDF8C3306D271327729B9F9C9AF5F1274FE30B](/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf?la=en&hash=B6BDF8C3306D271327729B9F9C9AF5F1274FE30B)

Политические решения сыграли важную роль в повышении доли ВИЭ в производстве электроэнергии. В 2019 году в 143 странах применялась регулирующая политика в отношении ВИЭ в электроэнергетике (например, льготные тарифы или квоты на сетевые услуги) по сравнению с 75 странами в 2010 году. В ряде стран стратегическое видение, инвестиции в исследования и разработки, а также промышленная стратегия позволили сократить глобальные затраты на технологии возобновляемой энергетики и привлекли финансирование частного сектора. Основываясь на успехах стран-новаторов, технологии возобновляемой энергетики наряду с эффективными комплексными политическими мерами и бизнес-моделями распространились по всему миру<sup>27</sup>.

### **Основные выводы**

Анализ мирового опыта развития ВИЭ свидетельствует, что электроэнергетика многих стран мира претерпевает значительные изменения, цель которых — обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех<sup>28</sup>.

Эта цель достигается активной интеграцией различных традиционных и возобновляемых источников энергии в широком спектре мощностей от малых объектов распределенной генерации до крупных сетевых электростанций, что влечет за собой трансформацию энергетических систем.

Основными факторами, определяющими трансформацию энергетических систем в мире, являются:

- стремление повысить надёжность и эффективность работы энергетических систем;
- стремление расширить доступность энергии с использованием инновационных технологий;
- значительное уменьшение стоимости технологий производства и потребления электроэнергии, включая ветровые и солнечные электростанции, распределённую генерацию, электротранспорт, системы управления спросом и накопления энергии;
- развитие электрификации экономики;
- расширение цифровизации и автоматизации энергетических систем.

Происходящие технологические изменения сопровождаются созданием институциональной основы, определяющей регулирующие, технологические и экономические правила надёжного и эффективного развития и функционирования энергетических систем в новых условиях. Иными словами, идёт активный процесс создания политических, рыночных и регулирующих условий, а также установление практики планирования и функционирования энергетических систем, которые ускоряют инвестиции, инновации и использование интеллектуальных, эффективных, надёжных и экологически безопасных технологий.

Успешное осуществление масштабной интеграции VRE в энергосистему требует должного рассмотрения трёх ключевых аспектов, в том числе:

- технологического: обеспечение надёжной и эффективной работы энергосистемы в изменяющихся условиях приводит к новым приоритетам для энергокомпаний и регулирующих органов. Использование передовых информационных и коммуникационных технологий (цифровизация) позволяет улучшить наблюдаемость и

---

<sup>27</sup> [file:///G:/REN%2021/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](file:///G:/REN%2021/gsr_2020_full_report_en.pdf)

<sup>28</sup> <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid>

управление энергетическими системами и открывает возможности для существенного расширения управления спросом;

- экономического: рост распределённой генерации и повышение экономичности накопителей энергии требуют реформы розничного ценообразования и налогообложения поставок электрической энергии с учётом оплаты поставляемой ими электроэнергии и покрытием части стоимости общей инфраструктуры;

- институционального: меняются функции и обязанности субъектов управления. Приоритетным становится улучшение координации между операторами передающих и распределительных сетей. Кроме того, в управление должны быть включены совершенно новые субъекты, такие как агрегаторы.

Анализ практического опыта использования ВИЭ в ряде стран мира свидетельствует, что ветровая и солнечная энергетика может «безболезненно» интегрироваться в систему, и для этого рекомендуется применение следующих мер и решений, в том числе:

- оказание солнечными и ветровыми электростанциями системных услуг. Для этого необходимы соответствующие изменения в нормативной базе;

- развёртывание объектов ВИЭ генерации в тех районах, где они могут обеспечивать большую системную ценность (например, ближе к местам наивысшего спроса);

- диверсификация источников энергии – взаимное дополнение солнечной и ветровой генерации;

- локальная интеграция с другими ресурсами. Речь идет о повышении доли собственного (локального) потребления энергии, производимой на месте, благодаря использованию комплекса (пакета) решений. Например, комбинация солнечных электростанций с накопителями энергии и использование механизмов по управлению спросом. Это снижает потребность в инвестициях в распределительные сети;

- комплексное планирование, мониторинг и контроль. Стоимость разных технологий генерации и производимая ими электроэнергия динамично меняются. Следовательно, оптимальная структура генерации также меняется со временем, что требует регулярной корректировки стратегий.



## 5 Экология

### 5.1 Модельные кодексы и законы в области охраны окружающей среды

<b>Модельные Кодексы и законы, принятые Межпарламентской ассамблеей СНГ (МПА СНГ)</b>
Модельный закон «Об экологической безопасности» (постановление МПА СНГ от 15 ноября 2003 года № 22-18)
Модельный Экологический Кодекс для государств – участников СНГ (общая часть) (постановление МПА СНГ от 16 ноября 2006 года №27-8)
Модельный Экологический Кодекс для государств – участников СНГ (особенная часть) (постановление МПА СНГ от 31 октября 2007 года №29-14)
Модельный закон «О предотвращении и комплексном контроле загрязнений окружающей среды» (постановление МПА СНГ от 25 ноября 2008 года №31-8)
Модельный закон «Об оценке воздействия на окружающую среду» (постановление МПА СНГ от 28 октября 2010 года №35-12)
Модельный закон «О стратегической экологической оценке» (постановление МПА СНГ от 16 мая 2011 года №36-7)
Модельный закон «Об экологическом аудите» (постановление МПА СНГ от 29 ноября 2013 года №39-5)
Модельный закон «Об экологической экспертизе» (новая редакция) (постановление МПА СНГ от 20 мая 2016 года №44-10)
Модельный закон «Об экологическом просвещении и экологической культуре населения» (постановление МПА СНГ от 27 марта 2017 года №46-18)
Модельный закон «Об оценке экологического ущерба» (постановление МПА СНГ от 22 ноября 2019 № 50-9)

(Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 5.1.)

Межпарламентская Ассамблея государств — участников Содружества Независимых Государств (МПА СНГ) была создана 27 марта 1992 года в соответствии с Соглашением, подписанным главами парламентов-учредителей. Одна из главных задач МПА — формирование и сближение законодательств государств СНГ. Из состава парламентских делегаций образованы 10 постоянных комиссий в том числе комиссия по аграрной политике, природным ресурсам и экологии. Одним из главных направлений деятельности комиссий является разработка проектов модельных законодательных актов. После принятия Межпарламентской Ассамблеей модельные законы, которые носят рекомендательный характер и служат ориентиром в развитии и сближении законодательства стран Содружества, предлагаются национальным парламентам для использования в законотворческом процессе. К настоящему времени Межпарламентской Ассамблеей принято около 600 модельных законов и других документов: нормы более 70% из них были имплементированы в законодательстве государств СНГ. К числу таких документов относятся Экологический Кодекс Республики Казахстан и НПА по наилучшим доступным технологиям, принятые в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации.

## 5.2 Планируемые изменения в Экологическом Кодексе Республики Казахстан<sup>29</sup>

1. **Экологические нормативы** – поэтапный переход от санитарно-гигиенических нормативов на экологические нормативы, принятые и используемые в странах ЕС и ОЭСР, основанные на соблюдении баланса между тем, что желательно с экологической точки зрения, и тем, что осуществимо с технической и экономической точек зрения.

2. **Комплексные экологические разрешения и внедрение наилучших доступных технологий** – нормативы эмиссий, определяются на базе НДТ, необходимых к внедрению (для некоторых из действующих объектов 1 категории), с определением чётких индивидуальных экологических требований к производственному объекту для всех стадий его жизненного цикла и с учётом результатов Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС).

3. **Комплексный подход к ОВОС**, при котором она рассматривается в качестве комплексной процедуры (а не документа). При этом внедряются процедуры скрининга (предварительный обзор проектных решений с оценкой рисков). Полномасштабная ОВОС будет обязательна только для крупных экологически опасных предприятий (объектов 1 категории), в то время как для средних проектов предусматривается упрощенная процедура ОВОС.

4. **Переход к целевому характеру взимания экологических платежей** и их взимания только в тех случаях, когда это целесообразно с точки зрения влияния на поведение загрязнителей и на состояние окружающей среды, а также исключение дифференцированного подхода к ставкам платежей за эмиссии по регионам.

5. **Переход на обязательный автоматизированный мониторинг эмиссий** для объектов 1 категории, при этом предполагается возможность вычета сумм понесенных предприятием капитальных затрат на внедрение автоматизированных систем мониторинга из суммы платы за эмиссии в окружающую среду.

6. **Предотвращение и устранение ущерба окружающей среде** - приоритет компенсации экологического ущерба в натуральной форме; применение только прямого метода оценки ущерба; обязательность доказательства факта и размера ущерба окружающей среде, установление причинно-следственной связи.

7. **Переход на основные базовые принципы обращения и управления «отходами» на основе законодательства ЕС, с внедрением:**

- принципа «циркулярной экономики»: иерархичный подход к сокращению, повторному использованию, переработке, утилизации и удалению отходов;
- мер экономического стимулирования и государственной поддержки деятельности, направленной на предотвращение, сокращение и управление отходами;
- классификации отходов на основе классификатора, принятого в странах ЕС;
- статуса вторичного сырья, побочных продуктов, критериев и процедуры по отнесению к отходам и не отходам.

8. **Внедрение Стратегической экологической оценки (СЭО)** на этапе планирования и разработки государственных документов и **системы целевых показателей качества окружающей среды** для местных исполнительных органов.

Планируемые изменения в экологическом законодательстве станут наиболее ощутимыми для деятельности предприятий первой категории в части обязательств внедрения НДТ и автоматизированных систем мониторинга эмиссий.

<sup>29</sup> [https://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport19\\_ru.pdf](https://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport19_ru.pdf)

### **5.3 Основные принципы и комплекс мер по переходу объектов электроэнергетики на НДТ в Российской Федерации**

Основные принципы перехода на НДТ:

- Дифференцированный подход к действующим объектам (энергоустановкам) в зависимости от срока их эксплуатации, реконструируемым (модернизируемым) и вновь вводимым энергоустановкам.
- Категорирование энергообъектов в зависимости от уровня воздействия (массы и токсичности выбросов, с учётом долгосрочных планов ввода/вывода энергоустановок.
- Использование отечественного (лицензионного) оборудования для обеспечения энергетической безопасности и технологической независимости.
- Применение типовых проектных решений, модульность природоохранного оборудования и соответствие его критериям надёжности основного энергетического оборудования.
- Комплектность поставки основного и природоохранного оборудования при новом строительстве и замещении действующего оборудования.
- Установление значений целевых показателей энергетической эффективности при актуализации отраслевого информационного технического справочника НДТ.
- Синхронизация поэтапного перехода на НДТ с формированием общего рынка электроэнергии и топлива в странах ЕАЭС.
- Межведомственная координация работ и консолидация бюджетных и внебюджетных средств при разработке и освоении новой техники и технологий.
- Учёт международного опыта, в том числе опыта ЕС, при актуализации отраслевого справочника – НДТ для крупных топливосжигающих установок (ВАТ LCP).

Комплекс мер по научному и нормативно-методическому обеспечению перехода электроэнергетики на принципы НДТ, включает в себя:

- оценку макроэкономических (межотраслевых) последствий реализации различных норм и требований к НДТ в электроэнергетике;
- анализ экономических последствий реализации различных требований к НДТ в теплоэнергетике для потребителей и компаний отрасли;
- формирование перечня всех ТЭС и крупных котельных, ранжированных по величине выбросов загрязняющих веществ с учётом их токсичности, исходя из базовых требований федерального закона № 7-ФЗ по категорированию объектов;
- проведение детальной оценки влияния (вклада) энергообъектов в загрязнение окружающей среды с использованием результатов сводных расчётов и экологического мониторинга специализированными организациями Росприроднадзора и Росгидромета;
- проведение комплекса эколого-экономических расчётов, результаты которых могут служить основой для формирования энергокомпаниями долгосрочного заказа природоохранного оборудования и технологий предприятиям отрасли «Экологическое машиностроение» в рамках национального проекта «Экология» и обоснования различных нормативных значений технологических показателей для действующих энергообъектов, для модернизируемых (реконструируемых) объектов и для вновь вводимых.

#### 5.4 Базы данных и документы государств-участников СНГ, содержащие нормативные правовые акты в сфере экологии

	Государства – участники СНГ	Наименование документа
	Азербайджанская Республика	База данных законодательства Азербайджанской Республики <a href="http://www.az.spinform.ru/">http://www.az.spinform.ru/</a>
	Республика Армения	Министерство территориального управления и инфраструктур Республики Армения
		База данных законодательства Республики Армения <a href="http://am.spinform.ru/">http://am.spinform.ru/</a>
	Республика Беларусь	Обзор результативности экологической деятельности, 2016 г.
		Национальный доклад о состоянии окружающей среды Республики Беларусь, 2019 г.
		База экологического законодательства Республики Беларусь <a href="http://ecoinfo.bas-net.by/">http://ecoinfo.bas-net.by/</a>
		Сайт Министерства энергетики. Законодательство <a href="https://minenergo.gov.by/zakonodatelstvo/zakoni_rb_v_energetiki">https://minenergo.gov.by/zakonodatelstvo/zakoni_rb_v_energetiki</a>
	Республика Казахстан	Единый экологический интернет-ресурс Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан <a href="http://ecogofond.kz/">http://ecogofond.kz/</a>
		Национальный доклад о состоянии окружающей среды и об использовании природных ресурсов Республики Казахстан за 2018 год
		Обзоры результативности экологической деятельности. Третий Обзор. 2019 г.
		Экологический кодекс Республики Казахстан
	Кыргызская Республика	База данных законодательства Кыргызской Республики <a href="http://www.kg.spinform.ru/">http://www.kg.spinform.ru/</a>
	Республика Молдова	База данных законодательства Республики Молдова <a href="http://md.spinform.ru/">http://md.spinform.ru/</a>
	Российская Федерация	Официальные документы Минприроды России <a href="https://www.mnr.gov.ru/">https://www.mnr.gov.ru/</a>
	Республика Таджикистан	Обзор результативности экологической деятельности. Третий обзор 2017г. Концепция развития зеленой энергетики в Таджикистане, 2019
	Туркменистан	База данных законодательства Туркменистана <a href="http://tm.spinform.ru/">http://tm.spinform.ru/</a>
	Республика Узбекистан	Обзор результативности экологической деятельности Узбекистан, 2020 год

## 5.5 Отчеты, разработанные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ

№ п.п.	Наименование документа (отчеты, сводные отчеты аналитические обзоры)	Год издания
1	Анализ состояния законодательства и политики в области охраны окружающей среды в регионах ЭЭС СНГ и EURELECTRIC	2003
2	Ключевые вопросы охраны окружающей среды при объединении электроэнергетических рынков ЕС и СНГ	2005
3	Возможности участия предприятий электроэнергетики стран СНГ в реализации рыночных механизмов Киотского протокола	2006
4	Сводный отчет по осуществлению мониторинга «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» в государствах содружества за 2007 год	2008
5	Краткий совместный отчет ЕВРЭЛЕКТРИК и Электроэнергетического Совета СНГ о мониторинге «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» по направлениям, представляющим взаимный интерес в сферах экологии, энергоэффективности и возобновляемой энергетики, за 2009 - 2010 гг.	2012
6	Сводный отчет о мониторинге «Дорожной карты по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2011-2012 гг.	2014
7	Сводный отчет о мониторинге «Дорожной карты по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2013 - 2014 гг.	2016
8	Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2015 - 2016 гг.	2017
9	Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2017-2018 годы	2019

(Тексты указанных отчётов в электронном виде содержатся в Приложении № 5.2)

## 5.6 Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии

Подготовлен		Наименование документа		Год выпуска
Росгидромет		Обзор фоновое состояние окружающей природной среды на территории стран СНГ за 2018 год		2019
Государства – участники СНГ		Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
	Азербайджанская Республика	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2011
	Республика Армения	ЕЭК ООН	Обзор законодательства Республики Армения в отношении осуществления Протокола ЕЭК ООН по стратегической экологической оценке	2014
	Республика Беларусь	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2016
		РУП «Бел НИЦ «Экология»	Национальный доклад о состоянии окружающей среды Республики Беларусь	2019
	Республика Казахстан	Министерство энергетики	Национальный доклад о состоянии окружающей среды и об использовании природных ресурсов Республики Казахстан	2018
		ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности.	2019
	Кыргызская Республика	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2010
	Республика Молдова	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2014
	Российская Федерация	Министерство природных ресурсов и экологии	Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году»	2019
		Росгидромет	Обзор состояния и загрязнения окружающей среды в Российской Федерации за 2019 год	2020
	Республика Таджикистан	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности.	2017
		Комитет по охране окружающей среды	Таджикистан: окружающая среда. Экологический доклад 2018	2018
	Туркменистан	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2012
	Республика Узбекистан	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2020

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 5.3)

Обзор результативности экологической деятельности (ОРЭД) представляет собой оценку прогресса, достигнутого государством в области согласования экологических и экономических задач и соблюдения международных природоохранных обязательств.

Опираясь на успехи программы ОРЭД, инициированной Организацией экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) для своих членов в 1991 году, европейские министры охраны окружающей среды во время второй Конференции министров «Окружающая среда для Европы» (Люцерн, Швейцария, 1993 г.) просили ЕЭК ООН проводить обзоры ОРЭД в странах с переходной экономикой.

К основным целям Программы ОРЭД в ЕЭК ООН относятся:

- содействие странам в улучшении управления окружающей средой и результативности экологической деятельности путем выработки конкретных рекомендаций по совершенствованию политики и ее реализации;
- поощрение обмена информацией между странами по экологической политике и опыту ее реализации;
- содействие интеграции экологической политики в секторальную политику в отдельных областях, таких как сельское хозяйство, энергетика, транспорт или здравоохранение;
- повышение ответственности перед общественностью;
- укрепление сотрудничества с международным сообществом.

Будучи добровольным мероприятием, ОРЭД предпринимается только по просьбе страны. Группа для проведения Обзора составляется из международных экспертов. Они встречаются с национальными экспертами для обсуждения вопросов по темам, охватываемым ОРЭД.

Обзор содержит рекомендации по дальнейшему улучшению состояния окружающей среды, принимая во внимание прогресс, достигнутый государством со времени предыдущего Обзора. Коллегиальная оценка Обзора и его рекомендаций проводится Комитетом по экологической политике (КЭП) ЕЭК ООН.

В Обзорах первого цикла были определены исходные условия в отношении тенденций, стратегических обязательств, институциональных механизмов и потенциала для проведения национальных оценок.

С 1994 г. Обзоры первого цикла были проведены в следующих государствах СНГ региона ЕЭК ООН: Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Республика Таджикистан, Туркменистан, Республика Узбекистан.

В Обзорах второго цикла была проведена оценка прогресса, а их проведение способствовало повышению подотчетности. В Обзорах был сделан акцент на реализацию и финансирование экологической политики, интеграцию экологических соображений в различные сектора экономики и поощрение устойчивого развития.

С 2000 г. ЕЭК ООН провела ОРЭД второго цикла в следующих государствах СНГ: Азербайджанская Республика, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

В ходе седьмой Конференции министров «Окружающая среда для Европы» (Астана, Казахстан, 2011 г.), министры и главы делегаций подтвердили свою поддержку Программе ОРЭД и рекомендовали ЕЭК ООН провести третий цикл Обзоров.

Обзоры третьего цикла охватывают вопросы экологического управления и финансирования в контексте «зеленой» экономики, сотрудничества стран с международным сообществом, а также активизации учета экологических аспектов в приоритетных секторах экономики. С 2017 г. Обзоры третьего цикла включают в себя анализ соответствующих целей и задач Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года.

## 6. Изменение климата

### 6.1 Долгосрочные цели ограничения антропогенных выбросов парниковых газов, принятые государствами-участниками СНГ в рамках Парижского соглашения по климату



#### Подписание и ратификация Парижского соглашения государствами СНГ

Государства-участники СНГ		Процент ПГ для ратификации	Дата подписания	Дата вступления соглашения в силу
	Азербайджанская Республика	0.13%	22.04.2016	08.02.2017
	Республика Армения	0.02%	20.09.2016	22.04.2017
	Республика Беларусь	0.24%	22.04.2016	04.11.2016
	Республика Казахстан	0.84%	02.08.2016	05.01.2017
	Кыргызская Республика	0.03%	21.09.2016	12.11.2019
	Республика Молдова	0.04%	21.09.2016	20.07.2017
	Российская Федерация	7.53%	22.04.2016	21.09.2019
	Республика Таджикистан	0.02%	22.04.2016	21.04.2017
	Туркменистан	0.20%	23.09.2016	19.11.2016
	Республика Узбекистан	0.54%	19.04.2017	03.10.2018



## Качественные и количественные характеристики обязательств государств – участников СНГ











Во исполнение решений Конференции Сторон РКИК ООН государства – участники СНГ представили предполагаемые национально-определяемые вклады (INDC).

Государства-участники СНГ		Определяемые на национальном уровне вклады (INDC) для государств – участников СНГ
	Азербайджанская Республика	Сокращение выбросов парниковых газов на 35% к 2030 году по сравнению с 1990 годом
	Республика Армения	На 2015 – 2050 годы предел выбросов ПГ в 633 млн тонн, или 5,4 тонны на душу населения; предполагают, что к 2050 году площадь лесного покрова страны должна достичь 20%
	Республика Беларусь	К 2030 году сокращение выбросов ПГ не менее чем на 28% к уровню 1990 года
	Республика Казахстан	К 2030 году сокращение выбросов ПГ не менее чем на 15% к уровню 1990 года
	Кыргызская Республика	К 2030 году сокращение выбросов ПГ на 11,49-13,75% относительно 2010 года; дополнительно, к 2030 году при международной поддержке возможно сокращение на 29-31% относительно 2010 года
	Республика Молдова	К 2030 году сокращение выбросов ПГ на 64 – 67% к уровню 1990 года
	Российская Федерация	Обеспечить к 2030 году сокращение выбросов парниковых газов до 70 процентов относительно уровня 1990 года с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации
	Республика Таджикистан	К 2030 году потенциал снижения выбросов ПГ в Республике Таджикистан позволит обеспечить 65-75% от уровня 1990 года
	Туркменистан	К 2030 году цель – сократить темпы роста выбросов ПГ по отношению к росту ВВП; снизить потребление энергии и производство CO <sub>2</sub> на единицу ВВП; после достижения объема выбросов парниковых газов 135,8 млн. тонн в CO <sub>2</sub> -экв. и обеспечить стабилизацию на этом уровне
	Республика Узбекистан	К 2030 году снижение удельных выбросов ПГ на единицу ВВП на 10% от уровня 2010 года

## 6.2 Динамика выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании органического топлива в государствах – участниках СНГ<sup>30</sup>

В период с 1990 по 2017 год валовый выброс CO<sub>2</sub> при сжигании органического топлива в государствах – участниках СНГ сократился почти на 750 млн т или на 26,5 % (табл.6.1, рис. 6.1). Сокращение произошло за счёт существенного снижения потребления угля и мазута и внедрения комплекса мер по энергосбережению и повышению энергоэффективности (табл. 6.2-6.3, рис.6.2-6.3). Валовый выброс CO<sub>2</sub> при сжигании газа в 1990 и 2017 гг. практически одинаков (табл.6.4, рис.6.4).

Таблица 6.1 – Валовый выброс CO<sub>2</sub> при сжигании органического топлива (уголь, газ, мазут), в государствах – участниках СНГ, млн т

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2017/ 1990,%
 Азербайджанская Республика	53,5	32,4	27,3	29,0	23,5	30,8	30,8	-42,4
 Республика Армения	20,9	3,7	3,1	3,9	4,3	5,1	5,4	-74,4
 Республика Беларусь	99,9	57,0	52,1	55,0	59,5	52,6	54,1	-45,9
 Республика Казахстан	237,3	170,5	112,0	156,9	221,1	245,8	255,8	7,8
 Кыргызская Республика	22,8	4,5	4,5	4,9	6,0	9,9	8,9	-60,9
 Республика Молдова	30,5	11,9	6,5	7,8	7,9	7,6	7,5	-75,3
 Российская Федерация	2163,5	1548,3	1474,4	1481,9	1529,2	1534,5	1536,9	-29,0
 Республика Таджикистан	11,0	2,5	2,2	2,3	2,3	4,2	5,8	-47,0
 Туркменистан	44,6	33,3	36,7	48,1	56,9	69,1	69,0	54,5
 Республика Узбекистан	114,9	94,6	115,1	105,6	100,6	92,2	81,2	-29,4
<b>ИТОГО</b>	<b>2798,9</b>	<b>1958,7</b>	<b>1833,9</b>	<b>1895,4</b>	<b>2011,3</b>	<b>2051,8</b>	<b>2055,4</b>	<b>-34,2</b>

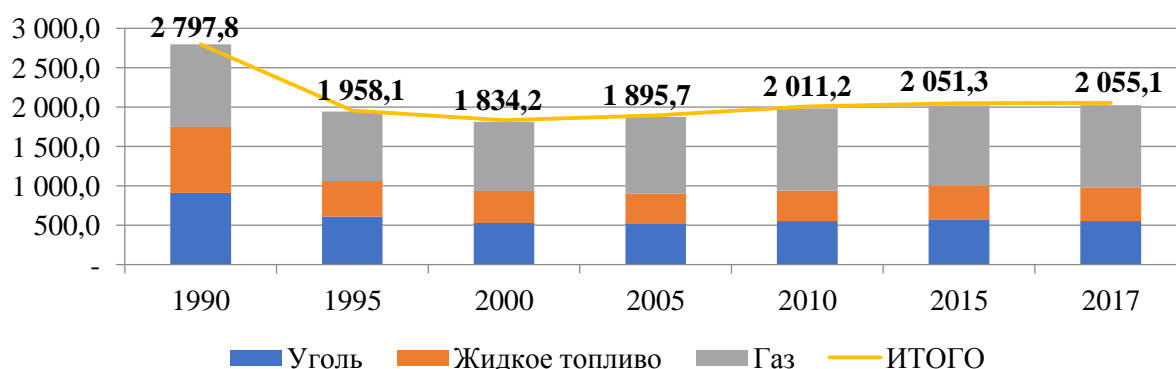












Рисунок 6.1 – Динамика выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании органического топлива в государствах-участниках СНГ, млн т

<sup>30</sup>[http://wds.iea.org/wds/pdf/Worldco2\\_Documentation.pdf](http://wds.iea.org/wds/pdf/Worldco2_Documentation.pdf)

Таблица 6.2– Выбросы CO<sub>2</sub> при сжигании угля в государствах – участниках СНГ, млн т.

		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2017/ 1990%
	Азербайджанская Республика	0,4	0,0	-	-	-	-	-	-100,0
	Республика Армения	0,8	0,0	-	-				-100,0
	Республика Беларусь	9,6	5,5	3,8	2,4	2,1	2,9	3,3	-66,1
	Республика Казахстан	158,7	114,3	74,7	102,7	137,6	141,9	146,8	-7,5
	Кыргызская Республика	10,2	1,3	1,9	2,2	2,8	4,5	3,6	-65,1
	Республика Молдова	7,9	2,3	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	-94,8
	Российская Федерация	707,2	483,7	443,1	413,6	405,0	411,1	387,9	-45,1
	Республика Таджикистан	2,5	0,1	0,0	0,2	0,4	1,8	3,5	38,9
	Туркменистан	1,2	0,0-	-	-	-	-	-	-100,0
	Республика Узбекистан	14,0	4,5	4,6	4,3	4,2	6,6	7,6	-45,6
ИТОГО		912,5	611,7	528,7	525,8	552,6	569,3	553,1	-39,3

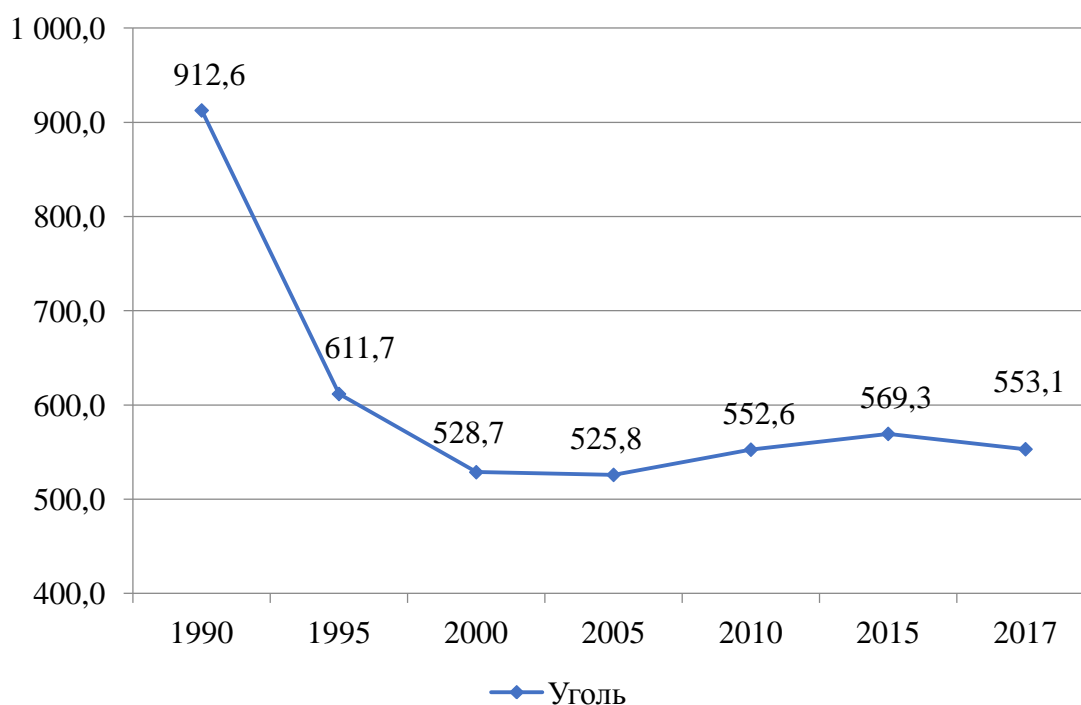


Рисунок 6.2– Динамика выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании угля в государствах-участниках СНГ, млн т

Таблица 6.3 – Выбросы CO<sub>2</sub> при сжигании жидкого топлива (мазута) в государствах – участниках СНГ, млн т

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2017/ 1990%
 Азербайджанская Республика	20,9	16,8	16,9	11,9	7,4	10,5	10,9	-48,0
 Республика Армения	11,8	1,4	0,8	1,0	1,0	0,8	0,9	-92,5
 Республика Беларусь	65,6	27,7	17,3	15,7	17,7	15,7	16,1	-75,5
 Республика Казахстан	53,6	32,6	22,0	25,6	29,7	41,9	43,3	-19,3
 Кыргызская Республика	9,0	1,4	1,2	1,4	2,7	4,9	4,8	-46,8
 Республика Молдова	15,0	3,1	1,3	1,9	2,2	2,3	2,6	-82,8
 Российская Федерация	618,7	340,9	318,1	294,0	297,5	329,5	322,4	-47,9
 Республика Таджикистан	5,2	1,2	0,7	0,9	1,6	2,4	2,3	-55,5
 Туркменистан	14,7	6,9	11,1	14,6	16,2	19,0	18,9	28,3
 Республика Узбекистан	25,0	18,5	17,8	13,3	10,2	6,9	6,1	-75,5
ИТОГО	839,5	450,5	407,2	380,3	386,2	433,9	428,3	-48,9

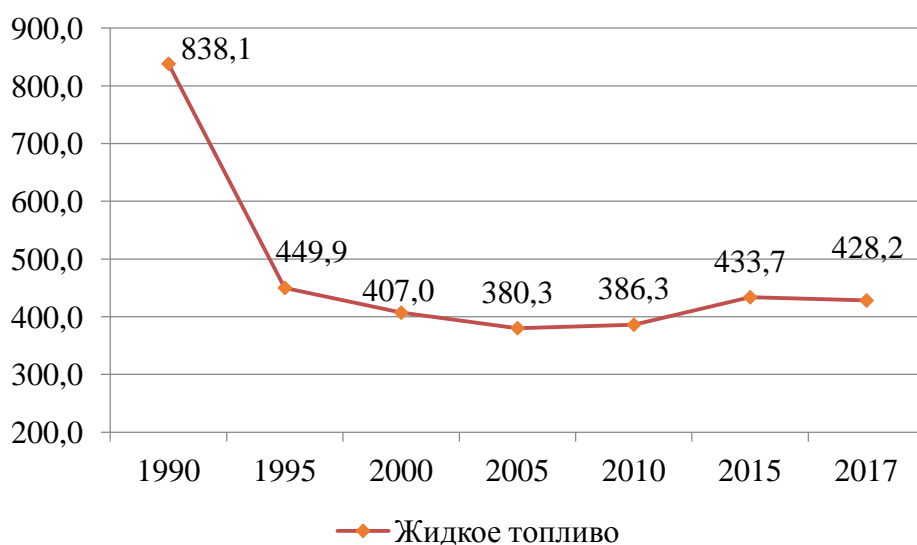












Рисунок 6.3 –Динамика выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании жидкого топлива (мазута) в государствах-участниках СНГ, млн т.

Таблица 6.4 – Выбросы CO<sub>2</sub> при сжигании газа в государствах – участниках СНГ, млн т

		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2017/ 1990%
	Азербайджанская Республика	32,2	15,5	10,4	17,2	16,1	20,2	19,8	-38,5
	Республика Армения	8,3	2,2	2,3	2,9	3,3	4,3	4,5	-46,1
	Республика Беларусь	24,7	23,7	30,9	36,8	39,5	33,8	34,6	40,2
	Республика Казахстан	24,9	23,6	15,3	28,6	53,8	62,0	65,7	163,4
	Кыргызская Республика	3,6	1,7	1,3	1,2	0,5	0,5	0,6	-84,2
	Республика Молдова	7,6	6,5	4,8	5,5	5,3	4,9	4,5	-40,6
	Российская Федерация	837,6	709,6	695,3	753,8	802,8	765,4	795,7	-5,0
	Республика Таджикистан	3,3	1,2	1,5	1,3	0,4	0,0	0,0	-99,9
	Туркменистан	28,8	26,3	25,6	33,5	40,7	50,1	50,1	74,2
	Республика Узбекистан	75,9	71,6	92,7	88,0	86,2	78,6	67,4	-11,2
ИТОГО		1046,9	881,9	880,1	968,8	1048,6	1019,8	1042,9	- 0,4

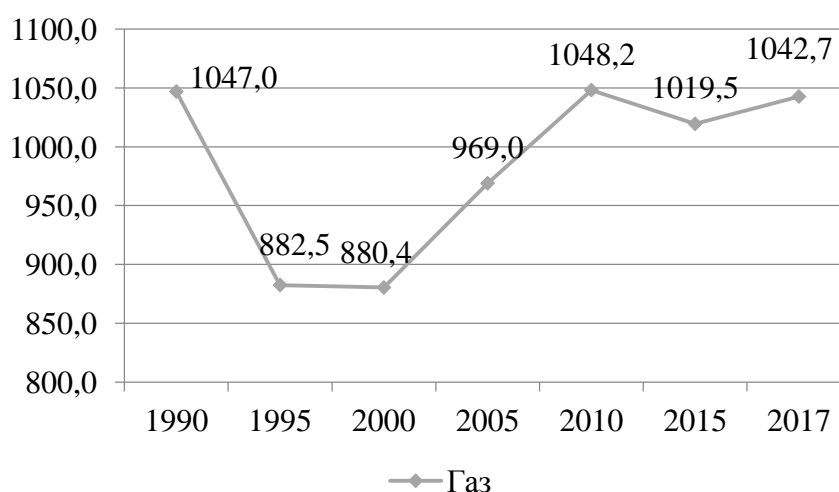


Рисунок 6.4 –Динамика выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании газа в государствах-участниках СНГ, млн т

### 6.3 Актуальные доклады и национальные сообщения государств-участников СНГ

Подготовлен		Наименование документа	Год выпуска
Росгидромет		Сводное сообщение о состоянии и изменении климата на территории государств-участников СНГ за 2018 год	2019
Государства-участники СНГ		Национальные сообщения, доклады	
	Азербайджанская Республика	Второй двухгодичный обновленный доклад Азербайджанской Республики Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2018 год	
	Республика Армения	Четвертое национальное сообщение Республики Армения по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2020	
		Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов за 1990-2014 гг., 2018 год	
	Республика Беларусь	Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2018 гг., 2020 год	
	Республика Казахстан	Седьмое Национальное сообщение и третий двухгодичный доклад Республики Казахстан Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2017 год	
		Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2017 гг., 2019 год	
	Кыргызская Республика	Третье национальное сообщение Кыргызской Республики по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2016	
	Республика Молдова	Четвертое Национальное сообщение Республики Молдова, 2018 год (англ.).	
	Российская Федерация	Седьмое Национальное сообщение Российской Федерации, представленное в соответствии со статьями 4 и 12 Рамочной конвенции ООН об изменении климата и статьёй 7 Киотского протокола, 2017год	
		Национальный кадастр антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990-2018 гг., 2020 год	
		Четвертый двухгодичный доклад Российской Федерации, представленный в соответствии с решением 1/СР.16 Конференции Сторон Рамочной Конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, 2019 год	
	Республика Таджикистан	Третье национальное сообщение Республики Таджикистан по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2015	
	Туркменистан	Третье национальное сообщение Туркменистана по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2016	
	Республика Узбекистан	Третье национальное сообщение Республики Узбекистан по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2016	

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 6.1)

## 7. Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития

### 7.1 Стратегические документы, определяющие развитие отрасли государств-участников СНГ

	<b>Азербайджанская Республика</b>	Указ Президента Азербайджанской Республики «Об утверждении стратегических дорожных карт по национальной экономике и основным секторам экономики» от 6 декабря 2016 года №1138
	<b>Республика Армения</b>	«Пути долгосрочного (до 2036 г.) развития энергетической системы Республики Армения» (принята Правительством Республики Армения 10 декабря 2015 года, протокольное решение № 54)
		Решением Правительства Республики Армения от 14 сентября 2018 года № 1010-Л утвержден «План-график мероприятий по либерализации рынка электроэнергии электроэнергетической системы Республики Армения и развитию межгосударственной торговли»
		На финальной стадии согласования находится документ «Стратегия развития энергосистемы Республики Армения до 2040 года».
	<b>Республика Беларусь</b>	Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года. Одобрена Постановлением Министерства энергетики от 25 февраля 2020 № 7
		Комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции и межотраслевого комплекса мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года. Утвержден Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 года №169
	<b>Республика Казахстан</b>	Стратегия «Казахстан-2050»
		Стратегический план развития Республики Казахстан до 2025 года, утвержденный Указом Президента Республики Казахстан от 15 февраля 2018 года № 636
		Указ Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013 года № 577 «О Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике»
		Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года»
		Стратегия развития АО «KEGOC» на 2018-2028 гг. Утверждена Решением Совета директоров АО «KEGOC» от 24 августа 2018 года Протокол № 9

	<b>Кыргызская Республика</b>	Национальная стратегия развития Кыргызской Республики на 2018-2040 годы
	<b>Республика Молдова</b>	Постановление Правительства Республики Молдова от 05 февраля 2013 года № 102 «Об утверждении Энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 года»
	<b>Российская Федерация</b>	Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г., утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. №1523-р
		Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р
		Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 гг., утвержденные приказом Минэнерго России от 28 февраля 2019 г. № 174
		Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 года № 511-р.
	<b>Республика Таджикистан</b>	Концепция развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на период 2003-2015 годы от 03 августа 2002 года, № 318
		Концепция развития «зелёной» экономики в Таджикистане. 2019 г.
	<b>Туркменистан</b>	Концепция развития электроэнергетической отрасли Туркменистана на 2013- 2020 годы
	<b>Республика Узбекистан</b>	Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы
		Постановление Президента Республики Узбекистан от 27.03.2019 «О стратегии дальнейшего развития и реформирования электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан»
		Указ Президента Республики Узбекистан от 19.06. 2019 г. «О мерах по развитию атомной энергетики в Республике Узбекистан»
		Постановление Президента Республики Узбекистан от 23.10.2018 № ПП-3981 «О мерах по ускоренному развитию и обеспечению финансовой устойчивости электроэнергетической отрасли»
<b>Все страны</b>		Заявление Министров в Астане на Министерской конференции «Обеспечение устойчивого развития энергетики» в рамках Восьмого международного форума по энергетике для устойчивого развития от 11 июня 2017 года

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 7.1)



## **7.2 Развитие национальной энергосистемы (планы модернизации и строительства объектов электроэнергетики, целевые показатели, создание/совершенствование рынка электроэнергии и соответствующей нормативной базы)**

### **7.2.1 Республика Армения**

#### **О реализации государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу**

Правительством Армении в 2014 году была утверждена программа мероприятий на период до 2025 года, направленных на обеспечение разумного уровня энергетической безопасности страны. В рамках выполнения этого постановления Правительством разработана Долгосрочная программа развития энергетики «Пути долгосрочного развития сферы энергетики Армении (до 2036 года)». В настоящее время на финальной стадии согласования находится документ «Стратегия развития энергосистемы Республики Армения до 2040 года».

Наряду с прочими задачами энергетической стратегии особое внимание уделяется вопросам расширения и углубления интеграции Армении в региональные энергетические рынки и участия Армении в региональных проектах. В стадии реализации находятся проекты строительства новых линий электропередачи напряжением 400 кВ в Иран и в Грузию. В стадии оформления - кредитное соглашение с немецким банком KfW на финансирование армянской части строительного-монтажных работ линий электропередачи напряжением 400 кВ Армения-Грузия и подстанции со вставкой постоянного тока.

#### **Переход к оптовому рынку и совершенствование тарифной политики в электроэнергетической отрасли**

1 февраля 2021 года планируется испытательный запуск оптового электроэнергетического рынка Армении без применения финансовой ответственности для его участников, а с 1 февраля 2022 года намечается полный переход на новую модель оптового рынка. В новой модели предусмотрены ежемесячные контракты, торги за день вперёд, торги в течение дня, переходные этапы и иные правила и порядки.

Для создания правовых основ функционирования рынка уже приняты:

Закон Республики Армения «Об энергетике» в новой редакции;

Решения комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения – «Об утверждении правил торговли электроэнергетического оптового рынка Республики Армения», «Об утверждении показателей надёжности и безопасности электроэнергетической системы Республики Армения» и «Сетевые правила передачи электроэнергетического рынка Республики Армения».

#### **О реализации государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли**

Во всех официальных документах отмечается, что развитие атомной энергетики является безальтернативным путём обеспечения потребности страны в базисной электроэнергии.

Энергетиками страны выполнен большой объём работы по модернизации сетевого хозяйства, вводу новых генерирующих мощностей, как на тепловых станциях, так и в сфере возобновляемой энергетики.

В 2010 году на Ереванской ТЭС был введен в эксплуатацию 1-ый парогазовый энергоблок мощностью 242 МВт. В настоящее время ведется модернизация электрической подстанции 220/110/35кВ на Ереванской ТЭС.

В декабре 2013 года введен в эксплуатацию 5-ый энергоблок Разданской ТЭС мощностью 440 МВт, который с января 2012 года находился на стадии опытно-промышленной эксплуатации. Эта программа была реализована в рамках Соглашения, подписанного между Правительством Республики Армения и ОАО «Газпром».

Реализация проекта по строительству нового энергоблока парогазового цикла мощностью в 250 МВт стартовала 4 марта 2019 года. Соглашение о строительстве нового энергоблока парогазового цикла (новая Ереванская ТЭЦ) стоимостью \$250 млн было подписано 13 ноября 2018 года. 17-го января 2019 года Правительство Армении одобрило договор с компаниями «Armpower» и RENCO в рамках соглашения о строительстве нового энергоблока.

### **О реализации государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности**

Исследования показали, что в Армении имеется возможность экономии электроэнергетических ресурсов до 20-22% от общего потребления в Республике. В 2004 году в Республике Армения был принят закон «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике».

В 2007 году Правительством Армении была одобрена «Национальная Программа Энергосбережения», которая определила основные цели энергосбережения, в том числе и в количественном выражении, как для энергетической отрасли, так и для других отраслей экономики. В соответствии с этим документом:

- Первым приоритетным направлением в области энергетической эффективности является промышленный сектор, который потребляет 40% всех видов энергоносителей, а среди отраслей промышленности: электроэнергетика, горнодобывающая, химическая и строительных материалов.

- Вторым приоритетным направлением является транспорт, потребляющий 24% всех видов энергоносителей, с учетом ежегодных темпов увеличения его количества, степени его отрицательного влияния на окружающую среду и количества выбрасываемых им в воздух вредных веществ и парниковых газов. Актуальным видится государственное содействие процессу перевода автотранспорта на альтернативные виды моторного топлива (природный и жидкий газ, биогаз).

- Третьим приоритетным направлением видится жилищно-бытовой сектор, потребляющий 15% всех видов энергоносителей. Несмотря на ожидаемый и возможный большой эффект, внедрение энергосберегающих мероприятий затруднено из-за требуемых больших объемов капиталовложений в этот сектор.

- Четвертым приоритетным направлением является сельское хозяйство, потребляющее 4% всех видов топливно-энергетических ресурсов. Внедрение мероприятий затруднено из-за отсутствия достаточных средств у сельских жителей.

В ноябре 2010 года Правительством был одобрен «План действий Правительства Республики Армения, направленный на выполнение Национальной Программы Энергосбережения и Возобновляемой Энергетики Республики Армения». Основной целью принятия Плана действий является содействие дальнейшему формированию государственной политики по энергосбережению и конкретизация шагов реализации этой политики. Период реализации Плана действий ограничен десятью годами, с 2011-го по 2020-е годы. Планом действий предусматривалось выполнение как горизонтально-межотраслевых, так и отраслевых мероприятий с процентными количественными показателями, которые были установлены исходя из базовой линии энергопотребления, рассчитанной по фактическим данным усредненного баланса потребления энергии за 2008-2010 гг.

Первый План действий охватывал период с 2011-го по 2016 годы и включал горизонтально-межотраслевые мероприятия.

В феврале 2017 года Правительством был одобрен «Второй План действий Правительства Республики Армения на 2017-2018 годы, направленный на выполнение Национальной Программы Энергосбережения и Возобновляемой Энергетики Республики Армения».

В 2018 году Правительством Республики Армения принято постановление «Об установлении технических регламентов по энергосбережению и энергоэффективности в новостроящихся жилых многоквартирных зданиях, а также на объектах, строящихся (реконструирующихся) за счет государственных средств».

В настоящее время разрабатывается План действий Правительства Республики Армения на 2021-2030 годы, направленный на выполнение Национальной Программы Энергосбережения и Возобновляемой Энергетики Республики Армения».

### **О реализации государственных программ по использованию возобновляемых источников электроэнергии и охране окружающей среды**

В Армении созданы достаточно привлекательные условия по ускоренному освоению собственных возобновляемых энергоресурсов.

В Республике Армения созданы законодательно закрепленные механизмы для стимулирования использования возобновляемых источников энергии, сформирована тарифная политика, которая также способствует привлечению инвестиций в развитие возобновляемой энергетики.

Развитие малых ГЭС в Армении - это основное достижение Армении в области использования возобновляемых источников энергии. Производство электроэнергии на малых ГЭС в 2018 году составило более 13 % от общего производства электроэнергии.

Осуществляются необходимые мероприятия для развития солнечной и ветровой энергетики. Правительство Республики Армения намерено увеличить долю производства солнечной энергии как минимум до 15% или 1,8 млрд кВт·ч к 2030 году. С целью развития использования солнечной энергии на первом этапе «Инвестиционной программы строительства солнечных фотовольтаических станций» начато строительство солнечной фотовольтаической станции промышленного масштаба пиковой мощностью 55 МВт в местности Масрик Гегаркуникского региона Республики Армения. Далее последует строительство семи станций общей мощностью 520 МВт.

В 2015-2018 годах в Республике Армения приняты необходимые законодательные акты для поощрения деятельности широких кругов автономных энергопроизводителей.

В рамках осуществления поощряющих мероприятий, направленных на популяризацию автономных энергопроизводителей, создана необходимая законодательная база. Законами установлено ограничение мощностей до 150 кВт для физических лиц и до 500 кВт для юридических лиц. Законом также установлено положение по размеру выплачиваемой компенсации за электроэнергию, поставленную/сданную в рамках перетоков электрической энергии между автономными энергопроизводителями, использующими возобновляемые источники энергии и лицом, имеющим лицензию на распределение электроэнергии.

Для солнечных и ветряных электростанций, имеющих 5 МВт (включительно) и 30 МВт (включительно) установленной мощности были установлены тарифы, равные тарифам малых ГЭС, построенных на естественных водотоках, притом данный тариф для солнечных электростанций будет действовать, если первое решение по установлению тарифа для конкретного лицензированного лица было принято до 1 января 2020 года.

Тарифы для солнечных и ветряных электростанций с установленной мощностью более 5 МВт и 30 МВт рассматриваются в рамках отдельных инвестиционных программ.

### **Международное сотрудничество**

Согласно энергетической стратегии особое внимание уделяется вопросам расширения и углубления интеграции Армении в региональный энергетический рынок и участия Армении в региональных проектах. В стадии реализации находятся проекты по строительству новых ЛЭП 400 кВ, связывающие энергосистему Армении с энергосистемами Ирана и Грузии.

В апреле 2016 года в г. Ереване состоялась вторая четырехсторонняя встреча между руководителями энергетических ведомств Армении, Ирана, Грузии и России.

Учитывая благоприятные условия с точки зрения развития новых региональных проектов, участники встречи обсудили возможности расширения сотрудничества в электроэнергетической сфере, в частности, такие региональные проекты, которые дадут возможность объединить электроэнергетические системы четырех стран, повышая качество управления потоками электроэнергии, а также эффективность, безопасность и надежность работы электроэнергетических систем в целом. В рамках договоренностей, достигнутых в ходе встречи представителей четырех стран, подписаны «Меморандум о взаимопонимании», Дорожная карта по подготовке совместного функционирования энергосистем Республики Армения, Грузии, Исламской Республики Иран и Российской Федерации, а также технико-экономическое обоснование проекта соединения энергосистем России, Грузии, Армении и Ирана.

С января 2015 года Армения является полноправным членом Евразийского экономического союза и принимает активное участие в разработке документации формирования общего рынка электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов Союза.

### **7.2.2 Республика Беларусь**

С 2016 года развитие электроэнергетики Беларуси осуществляется в рамках Комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 01.03.2016 № 169) и Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 — 2020 годы (постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 31.03.2016 № 8).

Нарастающим итогом в 2016-2019 годах введено 221,87 МВт, выведено из эксплуатации 291,20 МВт.

Анализ текущего состояния энергосистемы и хода реализации основных программных документов показывает, что в Беларуси сформирована высокоэффективная система производства и транспортировки тепловой и электрической энергии.

Установленная мощность ОЭС Беларуси на 01.01.2020 составила 10 098, 14 МВт, в том числе электрическая мощность 3 конденсационных станций — 4 704 МВт, 15 ТЭЦ более 50 МВт - 3904 МВт, ТЭЦ менее 50 МВт - 207 МВт, Мини-ТЭЦ - 35 МВт, 25 ГЭС и 1 ВЭС — 97,11 МВт, локальных источников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго» — 1150,83 МВт (из них ВИЭ — 307,9 МВт). Доля блок-станций в общей мощности энергосистемы — 11,4%.

В результате мероприятий по модернизации энергосистемы, проведенных в 2011 — 2019 годах, установленная мощность всех генерирующих источников возросла на 1827,64 МВт (на 22,1 %).

Изменение структуры установленной мощности генерирующих источников организаций ГПО «Белэнерго» и других ведомств представлено на рисунке 7.1.

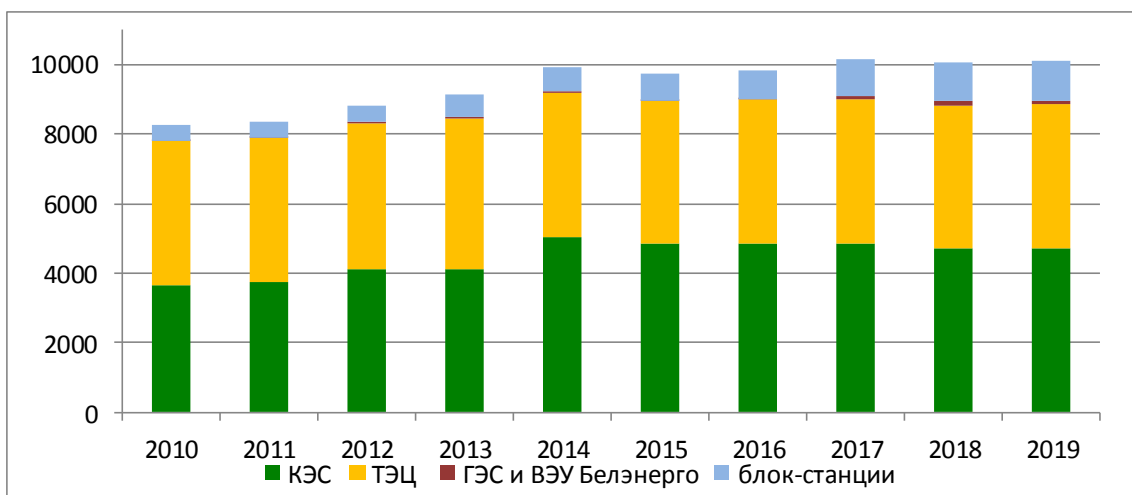


Рисунок.7.1. – Структура установленной мощности генерирующих источников энергосистемы в Республике Беларусь, МВт

### Развитие электрогенерирующих объектов

Целевые показатели развития электрогенерации в Республике определены Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084.

Оптимизация состава оборудования электрогенерирующих источников ОЭС Беларуси осуществляется исходя из заданных в Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь значений индикаторов.

В частности, значение индикатора «Отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме (резервирование)» определено на уровне 155 % в 2025 году и 150 % в 2030 году.

Для их достижения планируется до 2025 года вывести из эксплуатации конденсационные генерирующие источники суммарной установленной мощностью 1050 МВт.

После 2025 года состав генерирующих источников будет формироваться с учетом фактического износа основного оборудования, его наработки и объемов поддержания вторичного резерва, который определится с учетом эксплуатации Белорусской АЭС.

В целях оптимизации затрат на производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ планируется:

- выполнить замену физически и морально устаревшего генерирующего оборудования на современные аналоги. При этом будет отдаваться предпочтение устройствам, позволяющим обеспечить максимальную выработку электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом неравномерности загрузки в отопительный и межотопительный периоды;

- при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, использующих в качестве топлива газ, применять преимущественно парогазовые и газотурбинные технологии с утилизацией тепла;

- при применении парогазовых и газотурбинных технологий предусматривать возможность работы газовых турбин по открытой схеме в целях их применения в качестве оперативного резерва в энергосистеме;

- при модернизации ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа в качестве замещающего оборудования предусматривать теплофикационные ПГУ с КПД > 50% при конденсационном режиме;
- при модернизации ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже в качестве замещающего оборудования предусматривать теплофикационные ПГУ с КПД > 50% или газовую турбину и котел-утилизатор соответствующей тепловой мощности;
- предусматривать применение газотурбинных установок и ПГУ с высокими техническими характеристиками (назначенный ресурс 100 тыс. часов, возможность длительной работы без технического обслуживания не менее 25 тыс. часов, возможность автоматизации всех технологических процессов, минимальный штат обслуживающего персонала, комплектация системой утилизации тепла, простота вспомогательных средств и технологического процесса, быстрота ввода в эксплуатацию, компактность и блочность поставки, быстрота строительства зданий и монтажа оборудования);
- при модернизации ТЭЦ рассматривать вариант модернизации оборудования с целью загрузки П-отборов турбин и повышения коэффициента использования установленной мощности с установкой предвключенных турбин;
- оптимизировать состав пикового водогрейного оборудования с обязательным выводом из эксплуатации избыточных тепловых мощностей.

Оптимальный состав оборудования ТЭЦ, порядок ввода-вывода (модернизации) генерирующих мощностей будет определяться при разработке пятилетних программ развития энергосистемы исходя из перспективных тепловых нагрузок в соответствии со схемами теплоснабжения городов.

В настоящее время на территории Островецкого района Гродненской области реализуется крупный совместный белорусско-российский инвестиционный проект по строительству Белорусской АЭС мощностью 2400 МВт в соответствии с генеральным контрактом, заключенным между государственным предприятием «Белорусская АЭС» (заказчик, Республика Беларусь) и АО «Атомстройэкспорт» (генеральный подрядчик, Российская Федерация), ввод в эксплуатацию первого блока (1200 МВт) запланирован на 2021 год.

Резерв мощности для ликвидации аварийных ситуаций в ОЭС Беларуси планируется обеспечивать за счет реализации проекта по строительству пиково-резервных источников на базе газо-турбинных установок: Лукомльская ГРЭС 150 МВт, Новополоцкая ТЭЦ - 100 МВт, Березовская ГРЭС - 250 МВт, ТЭЦ-5 - 300 МВт.

### **Развитие и модернизация систем теплоснабжения и тепловых сетей**

Протяженность тепловых сетей в ведении организаций ГПО «Белэнерго» составляет более 7500 км (в однострубно́м исчислении), а находящихся в ведении организаций жилищно-коммунального хозяйства — 14600 км. Незначительная часть сетей принадлежит иным организациям.

Теплоснабжение малых городов, поселков городского типа, сельских населенных пунктов на 75 – 80 % осуществляется от децентрализованных источников и индивидуальных систем отопления.

После ввода в эксплуатацию Белорусской атомной электростанции и ее интеграции в баланс энергосистемы планируется рассмотреть вариант минимизации эксплуатируемого оборудования тепловых электрических станций и котельных энергосистемы при условии сохранения отпуска тепла потребителям.

Предлагается ограничить строительство новых и расширение действующих котельных, использующих в качестве основного вида топлива природный газ, топочный

мазут или уголь, за исключением строительства и расширения таких котельных на загрязненных радионуклидами территориях. Тепловые нагрузки малоэффективных котельных планируется передавать на централизованные электрогенерирующие источники или их закрыть с учетом перевода потребителей на индивидуальное теплоснабжение.

Также большое внимание планируется уделить модернизации систем теплоснабжения и созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Реализацию АСУ ТП планируется осуществлять путем:

- создания развитой телекоммуникационной и вычислительной сред распределенной системы управления технологическими процессами теплоснабжения отдельных частей СТС и организации их связи с центральной диспетчерской станцией (ЦДС);

- формирования на всех уровнях управления технологическими процессами как оперативной, так и отчетной информации.

### **Развитие электрических сетей**

Системообразующая сеть 220-750 кВ

Основные цели развития системообразующей сети ОЭС Беларуси:

- организация выдачи мощности существующих электростанций при их реконструкции, вводе новых блоков;

- повышение надежности электроснабжения отдельных крупных энергоузлов;

- формирование системообразующей сети 330 750 кВ в соответствии с поставленными актуальными задачами;

- поэтапный вывод из эксплуатации сети напряжением 220 кВ с переводом на напряжение 330 кВ и 110 кВ.

Распределительная сеть 110 кВ

В связи с большой протяженностью, широким спектром решаемых локальных задач, топологией сети и географическими особенностями местности развитие сетей 110 кВ планируется при изменении уровней электрических нагрузок либо требований по надежности энергоузлов при разработке перспективных схем развития сетей.

Для электроснабжения новых потребителей, в том числе свободных экономических зон в Республике Беларусь, согласно схемам развития сетей энергоузлов предусматривается сооружение (реконструкция) ряда подстанций 110 кВ и ВЛ 110 кВ.

Распределительная сеть 35 кВ

В целом по ОЭС Беларуси принята концепция перевода сетей 35 кВ на напряжение 110 кВ, в связи с этим реконструкция сетей 35 кВ до 2030 года предусматривается в объемах поддержания работоспособного состояния оборудования и ВЛ 35 кВ. Основным критерием при определении дальнейшей перспективы эксплуатации сети 35 кВ ОЭС Беларуси является уровень электрических нагрузок энергорайона.

При достаточном уровне электрических нагрузок энергорайона намечается вывод из эксплуатации ВЛ 35 кВ с сооружением ВЛ 110 кВ с выполнением мероприятий по реконструкции действующих подстанций 35 кВ с переводом на напряжение 110 кВ или строительству ПС 110 кВ на новом месте.

При низких уровнях электрических нагрузок энергорайона и соответствующей конфигурации сети 10 кВ намечается перевод ВЛ 35 кВ на 10 кВ с подключением нагрузки к ближайшей ПС 110 кВ.

## Распределительная сеть 0,4-10 кВ

Сеть напряжением 0,4 - 10 кВ является основной сетью электроснабжения локальных промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей.

До 2030 года в ОЭС Беларуси прогнозируется рост потребления электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления, что потребует пересмотра подходов по проектированию распределительных сетей 0,4 - 10 кВ.

### Средства компенсации мощности в энергосистеме

В настоящее время в сетях 330 кВ и выше в качестве средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) используются преимущественно шунтирующие реакторы.

При вводе в эксплуатацию КРУЭ 330 кВ Белорусской АЭС в работу будут введены два УШР мощностью по 180 МВАр напряжением 330 кВ, подключаемые к сборкам 330 кВ КРУЭ 330 кВ.

Таблица 7.1– СКРМ, намеченные к установке на ПС 330 кВ в Республике Беларусь

№ п/п	Наименование ПС	Параметры			
		Uном, кВ	Тип	Q, МВАр	Диапазон регулирования, МВАр
1	Россь	330	УШР	180	9 ... 180
2	Лида	10	ШР	2x30	0; 30; 60
3	Столбцы	10	ШР	2x20	0; 20; 40
4	Мозырь	10	ШР	2x20	0; 20; 40
5	Калийная	10	ШР	30	0; 30
6	Микашевичи	10	ШР	20	0; 20

## ОЭС Беларуси в условиях выхода из параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины

В связи с запланированным выходом ОЭС Украины и ЭС Литвы из параллельной работы с ОЭС Беларуси для повышения надежности электроснабжения приграничных энергоузлов ОЭС Беларуси запланирован к реализации ряд технических мероприятий.

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей при выходе энергосистем Балтии и Украины из параллельной работы с ОЭС Беларуси рассматривается вопрос об усилении межсистемных связей с ЕЭС России и/или организации несинхронных связей с энергосистемами Литвы и Украины с использованием вставки постоянного тока (далее — ВПТ).

Для организации ВПТ рассматриваются существующие межсистемные связи по сети 330 кВ между ОЭС Беларуси и ЭС Литвы (ВЛ 330 кВ Поставы — Игналинская АЭС № 1, № 2 и участок ВЛ № 3, Гродно — Алитус), между ОЭС Беларуси и ОЭС Украины (ВЛ 330 кВ Мозырь — Чернобыльская АЭС, Гомель — Чернигов).

При определенных условиях одним из направлений по усилению межсистемных связей ОЭС Беларуси может быть рассмотрен вопрос организации несинхронных связей с энергосистемой Республики Польша с использованием ВПТ по существующей связи 110 кВ Брест-2 — Вулька Добрыньска с пропускной способностью 200 МВт.

### 7.2.3 Республика Казахстан

Учитывая текущее состояние электроэнергетической отрасли и экологических обязательств Казахстана, существует три возможных сценария развития электроэнергетики.



Первый сценарий: сохранение роли традиционной энергетики, частичное достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий. Главным преимуществом угольной генерации является низкая себестоимость производимой электроэнергии, а также доступность ресурсов для энергопроизводящих организаций Республики Казахстан. В то же время, сохранение роли угольной генерации окажет негативное влияние на состояние окружающей среды. Кроме того, это повлечет за собой невыполнение обязательств по снижению выбросов оксида углерода согласно Парижскому соглашению.

Второй сценарий: сбалансированное развитие традиционной и альтернативной энергетики, достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий. Реализация данного сценария позволит выполнить обязательства по снижению экологически вредных выбросов согласно Парижскому соглашению. В то же время, это даст возможность обеспечить оптимальный баланс между традиционной и альтернативной энергетикой. В результате снизится уровень воздействия объектов по использованию ВИЭ на тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей.

Третий сценарий: опережающее развитие альтернативной энергетики, отказ от ввода новых традиционных энергоисточников. Преимуществом данного варианта развития электроэнергетической отрасли является положительное воздействие на экологическую обстановку, вывод из эксплуатации неэффективных традиционных энергоисточников. В то же время, это приведет к значительному повышению тарифов на электрическую энергию и необходимости резервирования дополнительных электрических мощностей.

С учётом вышеизложенного, в качестве базового сценария развития электроэнергетики определен вариант, предусматривающий сбалансированное развитие традиционной и альтернативной энергетики, достижение целевых показателей по развитию экологически чистых технологий. В рамках базового сценария, в качестве оптимальной структуры установленной мощности генерирующих источников к 2030 году рассматривается следующая структура генерации: на угле – 55%; на газе – 25%; ВИЭ, в том числе ГЭС – 20%. В рамках базового сценария прогнозная установленная мощность энергоисточников к 2030 году составит 27583 МВт, располагаемая мощность – 23839 МВт.

Основные мероприятия и ожидаемые результаты реализации Концепции развития ТЭК РК до 2030 года в части электроэнергетики включают в себя:

в секторе производства электрической энергии

- стимулирование энергопроизводящих организаций к реконструкции и модернизации основного и вспомогательного оборудования;
- государственное регулирование стоимости угля и тарифов на железнодорожные перевозки энергетического топлива, а также механизмы, стимулирующие энергопроизводящие организации внедрять наилучшие доступные технологии и маневренные электростанции;

в секторе передачи электрической энергии

- разработка методики определения износа электрических сетей;
- на законодательном уровне установление целевых индикаторов по снижению уровня износа и технологических потерь при передаче электрической энергии в рамках утверждения инвестиционных программ энергопередающих организаций;
- продолжена работа по объединению энергопередающих организаций, а также дополнительные законодательные инициативы по стимулированию их объединения;

в сфере теплоснабжения

- будет принят отдельный Закон Республики Казахстан «О теплоснабжении» и сопутствующие нормативные правовые акты, предусматривающие внедрение механизмов, стимулирующих привлечение инвестиций в сферу теплоснабжения, в том числе системы формирования тарифов на передачу тепловой энергии;
- разработана методика определения износа тепловых сетей;
- местным исполнительным органом будет необходимо разрабатывать и реализовывать схемы теплоснабжения населенных пунктов с численностью населения свыше 100 тысяч человек;
- в части функционирования рынка электрической энергии
- рассмотрены возможности внедрения обязательства для энергопроизводящих организаций по реализации определенной доли электрической энергии на рынке централизованной торговли электрической энергией;
- приняты меры по развитию конкуренции между субъектами оптового рынка электрической энергии;
- в части экологических проблем
- будут приняты нормативы по выбросам загрязняющих веществ, приближенные к нормативам передовых стран;
- внедрены механизмы стимулирования модернизации и установки газоочистного оборудования на электростанциях;
- внедрены механизмы стимулирования установки на электростанциях современного оборудования по автоматизированному контролю за выбросами загрязняющих веществ;
- в части интеграции ВИЭ в Единую электроэнергетическую систему Республики Казахстан
- с целью обеспечения инвестиционной привлекательности будут разработаны механизмы по строительству новых маневренных генерирующих мощностей на традиционных электростанциях, а также их участие в регулировании баланса мощности в энергосистеме;
- в части увеличения доли ВИЭ в общем энергобалансе
- постепенный переход от открытых аукционов к аукциону с документами.

### **Развитие малой автономной и распределенной генерации ВИЭ**

Дальнейшее стимулирование использования объектов ВИЭ малой мощности среди населения и малого и среднего бизнеса видится в разграничении индивидуальных потребителей и нетто-потребителей по категориям для определения различного уровня мер поддержки. Объемы общей установленной мощности для каждой категории предлагается определить исходя из примерных потребностей каждой категории.

Для активного вовлечения домохозяйств и бизнес в использование распределенной генерации предлагается ввести нормы по стимулированию населения использовать «зеленую» энергию для собственных нужд (до 20 кВт – государством субсидируется 50%; 100 кВт – 40% и т.д).

Для успешной реализации планов развития электроэнергетики необходима прочная институциональная основа, в частности, создание подведомственной организации Министерства энергетики - Института развития энергетики.

Данный институт сможет сопровождать деятельность уполномоченного органа в части выработки взвешенной долгосрочной стратегии развития сектора, оценки потенциала развития, развития политики поддержки сектора электроэнергетики в целом и, в частности, ВИЭ и потенциальной атомной генерации.

Таблица 7.2 – Ожидаемые результаты в рамках реализации базового сценария

Наименование показателя	2030 год
Износ основных фондов энергопроизводящих организаций	55%
Износ основных фондов энергопередающих организаций	55%
Доля ВИЭ в структуре установленной мощности ЕЭС РК, в том числе ГЭС	20%
Доля газовых электростанций в выработке электроэнергии	25%

В перспективе до 2030 года основным источником спроса на энергетический уголь останется внутренняя угольная генерация.

Таблица 7.3 – Общие параметры развития

Прогноз добычи угля в РК, млн. т	2025 год	2030 год
Добыча угля (без учета угольного концентрата)	98	95
Внутреннее потребление	74	75
в т.ч. на электростанции	50	47
Экспорт	24	20

Выбранный в электроэнергетике курс на диверсификацию генерации в рамках перехода к «зеленой экономике» предполагает сохранение угольной генерации в качестве основного источника энергии до 2030 года.

Исходя из экспортных ограничений и умеренного роста внутреннего спроса, альтернативой экстенсивному развитию угольной промышленности является повышение глубины переработки угля и использование экологических технологий в угольной генерации. Качественное развитие угольной промышленности предполагает повышение качества производимого угля и развитие глубокой переработки угля.

Выбранное направление привлекательно как с точки зрения энергобезопасности, энергоэффективности и экологичности, так и с точки зрения технологического развития экономики. Повышение качества угля и умеренный рост угольной генерации с параллельным внедрением современных технологий позволят существенно улучшить экологию. К 2030 году предусмотрена реализация проектов в сфере комплексной переработки угля. Основными продуктами, предполагаемыми к производству, являются: бензин, дизельное топливо, электроэнергия и различные химические продукты.

Реализация проектов по глубокой комплексной переработке угля в Казахстане обеспечит энергетическую безопасность страны и позволит развивать углехимическую отрасль, что может существенно повлиять на эффективность использования угольного потенциала Казахстана и повысить роль угля путем улучшения экологии.

#### **Регулирование рынка тепла**

В структуре производства тепловой энергии Казахстана на долю ТЭЦ приходится более 62%, тем не менее, за период 2014-2018 гг. доля ТЭЦ в производстве тепла снизилась на 4%. В структуре потребления тепла, более 50% приходится на население и только 27% на промышленность, что обуславливает социальную значимость и характер регулирования отрасли.

Протяжённость тепловых сетей составляет 11,5 тыс. км, при этом доля магистральных тепловых сетей составляет 16%. Для отрасли характерны высокие потери при передаче тепловой энергии, которые, по данным компаний, могут достигать 30% (по данным государственной статистики – 17%), и низкий коэффициент полезного действия (КПД) теплоисточников. Несмотря на то, что доля ветхих и нуждающихся в замене тепловых сетей за последние пять лет снизилась с 68% до 59%, проблема износа тепловых сетей остаётся острой ввиду недостаточного объёма замены тепловых сетей.<sup>31</sup>

Централизованные системы теплоснабжения городов Казахстана обеспечивают тепловой энергией 70% населения страны. Несмотря на значительные потери при передаче тепловой энергии по централизованным системам теплоснабжения, централизованное теплоснабжение с высокой долей ТЭЦ остаётся наиболее эффективным (с энергетической точки зрения) по сравнению с децентрализованными системами теплоснабжения городов. Прежде всего, эффективность ТЭЦ связана с циклом когенерации - производства электроэнергии и тепла (см. рисунок 7.2.)

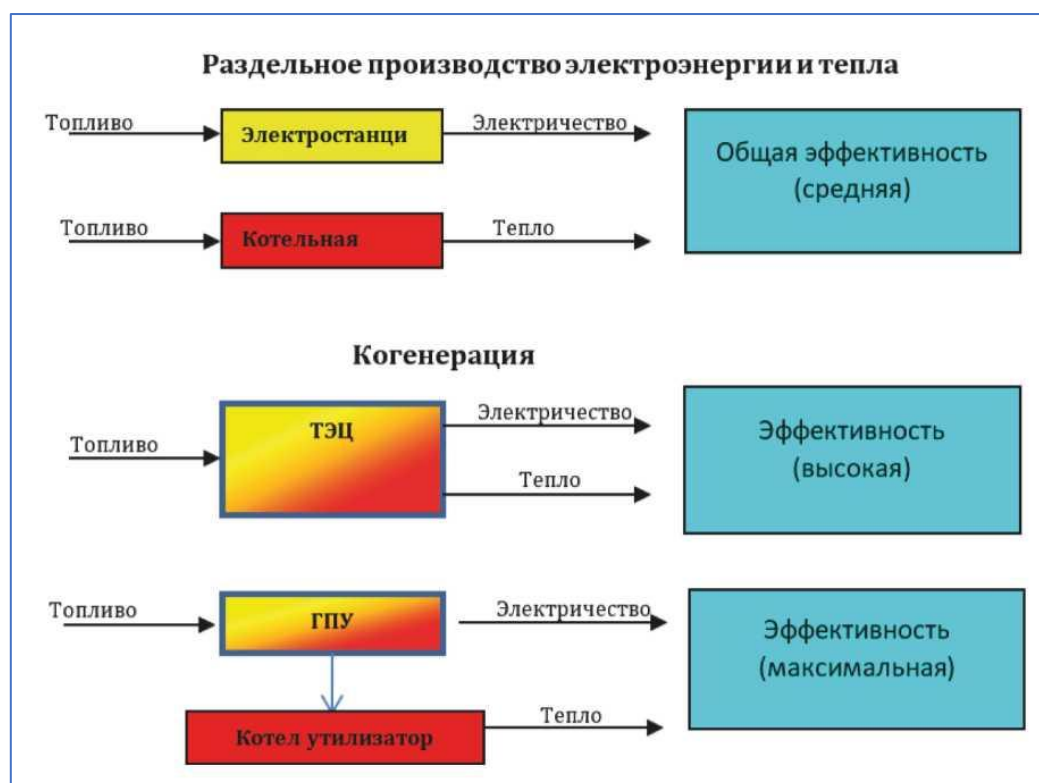


Рисунок 7.2– Сравнение эффективности когенерации и раздельного производства тепла и электроэнергии

Примечание: ГПУ – газопоршневая установка с циклом утилизации тепла отходящих дымовых газов. КПД ГПУ выше, чем у газотурбинных установок

В целом экономия топлива в результате когенерации в сравнении с вариантом раздельной выработки электроэнергии и тепла составляет 25-30%, в зависимости от выбора типа когенерации и вариантов раздельной выработки. Эффективность использования ТЭЦ в части снижения расхода топлива и выбросов активно обсуждается и поощряется в программах развития электроэнергетики стран Европейского Союза и Скандинавских стран. При этом, будущая структура систем теплоснабжения рассматривается в комплексе решения задач климатической политики и роли электроэнергетического сектора в долгосрочном обеспечении надёжного снабжения чистой электро- и теплоэнергией по наиболее доступным для потребителей ценам. Последнее является ключевым для потребителя, который при

<sup>31</sup>По данным статистики за период 2014-2018 гг. заменено около 1,7 тыс. км тепловых сетей.

выборе поставщика тепловой энергии руководствуется принципом наименьшей цены, что подразумевает возможность замещения источника централизованного теплоснабжения (например, ТЭЦ) на альтернативный. Принцип замещения источника, принятый в ряде стран, является основой для ценовой конкуренции между распределёнными и централизованными источниками теплоснабжения, между ТЭЦ, котельными, тепловыми насосами и отоплением электрическими приборами.

Дополнительно, единые требования, предъявляемые к ТЭЦ и децентрализованным источникам теплоснабжения в части качества теплоснабжения, соответствия стандартам низкоуглеродной политики на фоне ценовой конкуренции приводят к необходимости совершенствования бизнес процессов теплоснабжающих организаций, моделей рынков, внедрения новых операционных стандартов и технологических решений (снижения температуры теплоносителя в обратном трубопроводе, например) и коррекции ценового регулирования для систем теплоснабжения.

Согласно прогнозному балансу электрической мощности до 2025 года состав мощностей и, соответственно, доля ТЭЦ останутся практически неизменными. Дополнительно, согласно правилам нового рынка мощности, предполагается приоритетный отбор мощности ТЭЦ. Тем не менее, из 38 ТЭЦ - 25 угольные, с характерно высокими показателями выбросов вредных веществ. При сохранении доли угля в топливном балансе и для решения задач по переходу Казахстана к «зелёной» экономике на ТЭЦ и котельные будет возложена обязанность реализации программ модернизации, включая внедрение технологий очистки дымовых газов и утилизации золы. С учётом готовящихся требований Экологического кодекса в части внедрения наилучших доступных технологий, реализация поставленных задач будет зависеть от наличия стимулов к эффективности, маневренности, экологичности и повышению качества услуг систем теплоснабжения, с одной стороны, и рациональному использованию тепла и ремонту помещений со стороны потребителей, с другой стороны, посредством эффективного тарифного регулирования отрасли.

### **Тарифное регулирование теплоснабжения**

В мировой практике существует два основных подхода к тарифообразованию централизованного теплоснабжения: затратный метод (затраты плюс разрешённый уровень прибыли) и метод маржинальных затрат.

Несмотря на простоту в начислении и регуляторном администрировании метода «затраты плюс прибыль», отсутствие стимулов для конкуренции между и теплоснабжающими организациями ограничивает его применение в основном регулируемые рынками.

Для рынков, прошедших некоторый уровень реформирования, более характерно применение метода маржинальных затрат, подразумевающего покрытие переменных затрат, связанных с производством ещё одной единицы тепловой энергии. Однако, при формировании тарифов на основе единицы произведённой тепловой энергии, теплоснабжающие компании рискуют не покрыть постоянные затраты, связанные с поддержанием оборудования, сетей, ремонтом и инвестициями. Так, включение в тариф постоянных затрат, например, за сохранение присоединения потребителя к тепловым сетям, за поддержание тепловых сетей в рабочем состоянии и готовность обеспечить тепловые нагрузки в оговорённом объёме, более важно для компаний, поскольку позволяет обеспечить постоянный денежный поток и покрыть инвестиционные расходы и ремонты. Для сравнения, в Казахстане отсутствует плата за подключённую тепловую мощность не только бытовых, но и промышленных предприятий. В результате, ряд крупных потребителей тепловой энергии, имеющих собственные источники теплоснабжения, подключены к тепловым сетям для целей повышения надёжности теплоснабжения и практически не потребляют тепло от централизованных систем теплоснабжения. В результате оплата потребления тепловой энергии минимальна, при этом тепловые сети и источники несут значительные издержки за

счёт потерь и необходимости поддержания в готовности тепловых мощностей к покрытию нагрузки.

Для потребителей Казахстана (как и для потребителей в целом в мире), большее значение имеют переменные затраты, связанные с возможностью потребителей повлиять на уровень тарифа вниз за счёт мер по рациональному использованию тепловой энергии и ценовой конкуренции через принцип замещения источника. Дополнительные стимулы лишь усиливают значение переменных затрат для потребителей. Например, при дифференциации уровня тарифов по сезонам (самый высокий тариф в 4 самых холодных месяца года, самый низкий – в 4 самых тёплых месяца года и средний – в оставшиеся 4 месяца) потребители снижают потребление тепловой энергии в самый дорогой сезон.

Таким образом, соотношение и процент учёта переменных и постоянных затрат становятся ключевыми для создания условий, когда, с одной стороны, потребитель стимулируется к рациональному потреблению тепла и разумным инвестициям в ремонт помещений в целях его сохранения, а теплоснабжающие организации к более эффективному управлению системой, планированию инвестиций, качеству обслуживания.

В Казахстане теплоснабжение по-прежнему регулируется законом «Об электроэнергетике». Отсутствие единых правовых основ для системы отношений в сфере теплоснабжения (помимо расхождений в практике применения различных норм и правил) тормозит привлечение инвестиций в отрасль и сдерживает темпы развития и обновления систем теплоснабжения. В настоящее время ведётся разработка отдельного законопроекта «О теплоэнергетике», в задачи которого, входит «создание комплексной системы правового регулирования отношений в сфере теплоснабжения».

Регулирование цен в отрасли определяется законом «О естественных монополиях». Согласно закону, в Казахстане введены предельные тарифы на производство тепла и на объединённую услугу по передаче, распределению и сбыту тепловой энергии, утверждаемые на пятилетний срок.

Предельные тарифы на производство тепла и его поставку рассчитываются по методике, где регулируются величины затрат, а ставка прибыли зависит от базы активов, непосредственно задействованных в предоставлении услуг.

Подход к расчёту ставки прибыли регламентируется той же методикой, что и для электросетевых компаний<sup>32</sup>. Расчет ставки по данной методике в принципе однозначен и зависит от ставки прибыли на собственные и заемные средства, но при этом размер долговой премии за риск может быть определен различными вариантами.

Оценка активов, задействованных в производстве и поставке тепла, является достаточно спорным моментом методики. Так, для тепловых сетей, ввиду высокого износа основных фондов, возникает вопрос оценки стоимости оборудования сетей с истекшим сроком амортизации, но находящегося в эксплуатации. Кроме того, для ряда частных компаний, владеющих тепловыми сетями, оценка активов связана с проблемой нахождения части теплосистемы на балансе городских властей.

Несмотря на утвержденные методики определения предельных тарифов, наибольшим влиянием на регулирование тарифов на тепловую энергию в Казахстане обладает социальный фактор. Регулятор стремится снизить величину тарифа и конечную стоимость для потребителя, оставляя за собой право значительно снижать уровень прибыли, фактически сводя методику определения тарифа к подходу «затраты плюс», что в результате сказывается на возможностях ремонта и замены оборудования котельных, ТЭЦ и тепловых сетей.

---

<sup>32</sup>Приказ Председателя АРЕМиЗК РК от 27 января 2003 года № 17-ОД

Если в части тепловых сетей сложность в определении величины базы активов заключается в оценке стоимости объектов с высокой степенью износа и проблем, связанных с балансовой принадлежностью, то в части ТЭЦ определить точно активы электростанции, задействованные именно в производстве тепла, невозможно, поэтому величина базы активов ТЭЦ, используемая в производстве тепла, вносится полностью, но учитывается для расчёта тарифа на тепло в процентном соотношении согласно утверждённой методологии.<sup>33</sup>

С расчётом тарифов ТЭЦ связана сложность корректного распределения затрат (переменных и постоянных) между производством тепловой и электрической энергии. Свобода разделения затрат между видами конечной продукции на одном производстве в зависимости от конъюнктуры рынка, существующая в иных секторах, ограничена в теплоэнергетике. Ввиду монопольного характера сектора государство ведёт прямое регулирование цен. Регулирование теплоснабжения и установление предельных тарифов на электроэнергию и мощность Министерством энергетики не позволяет ТЭЦ свободно распределять затраты между производством тепла и электроэнергией.

В мировой практике в части разделения переменных (в основном, топливо) и постоянных (оплата труда, амортизация и т.д.) затрат для ТЭЦ существует ряд методик:

- термодинамические методы (энергетический метод и метод эксергии);
- методы альтернативного снабжения электроэнергией;
- метод альтернативного теплоснабжения;
- метод распределения выгод.

В Казахстане для разделения затрат при производстве тепловой энергии применяются только термодинамические методы – физический и эксергетический. Физический метод распределяет затраты пропорционально объемам производства электрической и тепловой энергии. Метод прост в применении и используется большинством ТЭЦ Казахстана, при этом характеризуется более высокой стоимостью тепловой энергии, что в случае сравнения с котельными с высоким КПД приводит к более высоким затратам на производство тепла на ТЭЦ. Это создает условия для вытеснения ТЭЦ с рынка котельными.

Эксергетический метод рассматривает разделение затрат с точки зрения распределения потоков<sup>34</sup> эксергии на производство тепловой и электрической энергии. Применение метода на практике осложняется необходимостью учета множества параметров (применялся только на ТЭЦ Алматы и Нур-Султан), однако именно данный метод считается самым справедливым с точки зрения термодинамики для распределения выгод от когенерации между электроэнергией и теплом. Применение эксергетического метода приводит к более низкой цене на производство тепловой энергии по сравнению с самыми эффективными котельными.

Применение физического метода на большинстве ТЭЦ Казахстана не позволяет говорить о перекрестном субсидировании тепла за счет электроэнергии, однако ограничения на стоимость тепла, налагаемые Регулятором КРЕМЗиК, с одной стороны, и действия Министерства энергетики, оказывающие понижающее давление на тарифы электроэнергии и мощности, с другой, приводят к ситуации существенного недофинансирования ТЭЦ.

Тарифы на тепловую энергию для конечных потребителей дифференцируются по группам (население, бюджетные организации и другие), с дальнейшей дифференциацией в зависимости от наличия или отсутствия прибора учета тепла. Ввиду социальной направленности политики регулирования тарифов на тепловую энергию, Казахстан может

---

<sup>33</sup> В рамках регулирования пока не созданы механизмы стимулирования эффективности и качества, а затраты ТЭЦ на ремонт и замену оборудования покрываются за счет амортизационных отчислений и прибыли

<sup>34</sup> Эксергия термодинамического процесса рассматривается как функция от энтальпии и энтропии.

прийти к решению о необходимости повышения тарифов для источников тепла и тепловых сетей за счёт более выраженной ценовой дифференциации.<sup>35</sup> На практике такой подход будет означать, что за счёт дифференциации тарифов основная нагрузка при росте тарифов на производство и передачу тепловой энергии ляжет на промышленных потребителей, государственные и муниципальные предприятия, при этом повышение тарифов не должно существенно затронуть население. Однако такой подход по факту создаст перекрёстное субсидирование между группами потребителей и уменьшит прозрачность ценообразования. В свою очередь, повышение финансовой нагрузки на промышленных потребителей, которым также предстоит увеличение расходов по программе защиты окружающей среды в рамках нового Экологического кодекса, а также расходы по поддержке развития ВИЭ (для промышленных потребителей, являющихся частью промышленных групп, без собственных источников ВИЭ) могут привести к отрицательному мультипликативному эффекту и сказаться на конкурентоспособности, особенно экспортных отраслей.

#### **7.2.4 Российская Федерация**

##### **Основные положения Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года в части электроэнергетики.**

В основу прогнозных оценок возможностей и рисков развития энергетики Российской Федерации положены 2 сценария, сформированные с учетом основных параметров долгосрочного прогноза социально-экономического развития. Сценарии определяют диапазон возможных изменений показателей развития отраслей топливно-энергетического комплекса (параметров топливно-энергетического баланса) и значений целевых показателей реализации настоящей Стратегии. Выход за пределы указанного диапазона может свидетельствовать о необходимости принятия дополнительных мер или пересмотра стратегических ориентиров развития топливно-энергетического комплекса.

В обоих сценариях предполагается: сохранение в качестве основы мировой энергетики ископаемых видов топлива с постепенным увеличением доли возобновляемых источников энергии в мировом и национальных топливно-энергетических балансах.

Решение задачи электроэнергетики потребует поддержания установленной мощности электростанций в энергосистемах в период до 2024 года на уровне 254 ГВт, а в период до 2035 года - в диапазоне 251 - 264 ГВт.

В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи электроэнергетики, входят:

- совершенствование системы планирования в электроэнергетике и создание института Генерального проектировщика документов перспективного развития электроэнергетики;
- оптимизация структуры генерирующих мощностей с учетом их технико-экономических показателей в рамках разработки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме и синхронизация вводов новых генерирующих объектов с ростом потребности в электрической энергии;
- снижение избытков мощности в Единой энергетической системе России и их приведение к нормированным значениям резервов мощности, в том числе путем вывода из эксплуатации или замещения неэффективных генерирующих мощностей;
- улучшение технико-экономических показателей функционирования тепловых электрических станций и электросетевого хозяйства;

---

<sup>35</sup> Данный подход называется «ценовой дискриминацией третьего рода».



- внедрение механизма управления спросом;
- формирование рынка систем хранения электрической энергии;
- создание механизма контроля и повышения качества обслуживания потребителей электрической энергии;
- постепенная ликвидация перекрестного субсидирования;
- совершенствование отраслевой системы контроля деятельности организаций электроэнергетики по подготовке и надежному прохождению объектами электроэнергетики максимумов нагрузок, в том числе в целях снижения рисков возникновения аварий в энергосистемах;
- формирование общего электроэнергетического рынка ЕАЭС и обеспечение конкурентного участия в нем российских организаций;
- переход к 2035 году на 100-процентное автоматическое дистанционное управление режимами работы оперативно-диспетчерского управления объектами электрической сети 220 кВ и выше и объектами генерации 25 МВт и выше в Единой энергетической системе России, а также объектами электрической сети 110 кВ и выше и объектами генерации 5 МВт и выше в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

Также будут приняты меры, направленные на развитие рыночных механизмов и усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг, в том числе:

- модернизацию конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике с обеспечением равноправия поставщиков и потребителей в формировании рыночного равновесия и эффективных механизмов и ценовых сигналов для инвестиций, в том числе увеличение объемов поставок по прямым договорам;
- совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций совместно с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;
- разработку рыночных механизмов, стимулирующих потребителей к активному участию в формировании розничного рынка электрической энергии (управление спросом посредством участия в регулировании графика нагрузки) с применением в том числе технологии хранения и аккумулирования электрической энергии и ее воспроизводства.

### **Атомная энергетика**

Задачами атомной энергетике являются:

- повышение эффективности атомной энергетике, включая обеспечение экономической конкурентоспособности новых атомных электростанций с учетом их полного жизненного цикла;
- разработка и внедрение новой энергетической технологии в области атомной энергетике, предполагающей параллельную эксплуатацию реакторов на тепловых и быстрых нейтронах в целях обеспечения замкнутого ядерного топливного цикла.

Решению задач атомной энергетике будут способствовать следующие меры:

- обеспечение достаточной сырьевой базы атомной энергетике на основе проведения геологоразведочных работ и разработки урановых месторождений на

территории Российской Федерации, а также разведки, разработки месторождений и увеличения добычи урана на территориях других стран;

- разработка технологий ядерного топливного цикла на основе газовых центрифуг нового поколения, модернизация разделительно-сублиматных комбинатов, повышение экономической эффективности производства ядерного топлива и его комплектующих (с обеспечением конкурентоспособности российского ядерного топлива на мировых рынках), создание производств для выпуска новых типов топлива;

- обеспечение производственных мощностей атомного машиностроения и строительно-монтажных организаций, необходимых для ввода энергоблоков в стране и поставок на экспорт;

- создание ряда предприятий замкнутого ядерного топливного цикла по обращению с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами, по производству топлива из регенерированных ядерных материалов;

- совершенствование технологий вывода из эксплуатации энергоблоков;

- обеспечение участия атомных электростанций нового поколения (двухблочной, оптимизированной по технико-экономическим показателям АЭС поколения «3+» с реакторными установками технологии водо-водяного энергетического реактора, разработанного в современной информационно-технологической среде проектирования) в регулировании неравномерности суточных графиков нагрузки с диапазоном регулирования от 100 до 50 процентов номинального уровня мощности;

- создание АЭС малой мощности для энергоснабжения удаленных и изолированных территорий.

Показателем решения задачи повышения эффективности атомной энергетики, включая обеспечение экономической конкурентоспособности новых атомных электростанций с учетом их полного жизненного цикла, является доля атомных электростанций поколения «3+» и модернизированных действующих энергоблоков атомных электростанций с продленным сроком эксплуатации в установленной мощности атомной генерации в Российской Федерации: 2018 год - 13 процентов; к 2024 году - 26 процентов; 2035 году - 40 процентов.

Показателем решения задачи разработки и внедрения новой энергетической технологии в области атомной энергетики, предполагающей параллельную эксплуатацию реакторов на тепловых и быстрых нейтронах в целях обеспечения замкнутого ядерного топливного цикла, является установленная мощность реакторов на быстрых нейтронах, обеспечивающих замыкание ядерного топливного цикла: 2018 год - 1,48 ГВт; к 2024 году - 1,48 ГВт; к 2035 году - 1,78 ГВт.

### **Водородная энергетика**

Задачей водородной энергетики является развитие производства и потребления водорода, вхождение Российской Федерации в число мировых лидеров по его производству и экспорту. В комплекс ключевых мер, способствующих решению задачи водородной энергетики, входят:

- разработка и реализация мер государственной поддержки созданию инфраструктуры транспортировки и потребления водорода и энергетических смесей на его основе;

- обеспечение законодательной поддержки производства водорода;

- увеличение масштабов производства водорода из природного газа, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии, атомной энергии;

- разработка отечественных низкоуглеродных технологий производства водорода методами конверсии, пиролиза метана, электролиза и других технологий, в том числе с возможностью локализации зарубежных технологий;

- стимулирование спроса на внутреннем рынке на топливные элементы на основе водорода и природного газа в российском транспорте, а также на использование водорода и энергетических смесей на его основе в качестве накопителей и преобразователей энергии для повышения эффективности централизованных систем энергоснабжения;

- создание нормативной базы в области безопасности водородной энергетики;

- интенсификация международного сотрудничества в области развития водородной энергетики и выхода на зарубежные рынки.

Показателем решения задачи водородной энергетики является экспорт водорода: к 2024 году - 0,2 млн. тонн; к 2035 году - 2 млн. тонн.

### **Энергосбережение и энергоэффективность в сфере энергетики**

В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи развития энергосбережения и повышения энергоэффективности, входят:

- совершенствование нормативно-правовой базы, включая введение запрета на производство и использование энергетически неэффективной техники, оборудования, зданий, технологических процессов;

- налоговое и неналоговое стимулирование использования организациями топливно-энергетического комплекса наилучших доступных технологий, включая разработку и применение соответствующих справочников и реестров наилучших доступных технологий в целях технического и экологического регулирования, а также приобретения энергоэффективного оборудования;

- использование средств бюджетов различных уровней, внебюджетных средств, средств институтов развития, организация льготного заемного финансирования проектов в области энергоэффективности и энергосбережения (включая компенсацию процентной ставки по соответствующим кредитам);

- совершенствование нормативно-правовой базы рынка энергосервисных услуг;

- обновление существующих и внедрение новых систем энергоменеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001:2018;

- обмен опытом и распространение лучших практик энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса.

Важным следствием политики энергосбережения станет также существенное сдерживание роста эмиссии парниковых газов и сокращение организациями топливно-энергетического комплекса вредных выбросов в окружающую среду.

Показателями решения задачи развития энергосбережения и повышения энергоэффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса являются:

- коэффициент полезного использования попутного нефтяного газа: 2018 год - 85,1 процента; к 2024 году - 90 процентов; к 2035 году - 95 процентов;

- снижение удельного расхода топливно-энергетических ресурсов на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа, процент к базовому уровню: к 2024 году - 12 процентов; к 2035 году - 17 процентов;

- удельный расход топлива на отпуск электрической энергии: 2018 год - 309,8 г у.т./кВт·ч; к 2024 году - 285,4 г у.т./кВт·ч; к 2035 году - 255,6 г у.т./кВт·ч;

- снижение удельного потребления электрической энергии на транспортировку нефти (нефтепродуктов) в сопоставимых условиях, процент к базовому уровню: к 2024 году - 1,2 процента; к 2035 году - 3,3 процента.

### **Пространственное и региональное развитие сферы энергетики**

Задачей электроэнергетики в рамках пространственного и регионального развития является повышение эффективности электросетевого комплекса. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи повышения эффективности электросетевого комплекса, входят:

- повышение качества разработки схем и программ развития электроэнергетики, в том числе прогноза спроса на электрическую энергию и мощность на основании данных о реализации на территориях субъектов Российской Федерации инвестиционных проектов;
- повышение эффективности, в том числе экономической, технологий передачи электрической энергии;
- совершенствование системы оперативно-технологического управления в территориальных сетевых организациях;
- переход на риск-ориентированное управление производственными активами в электросетевом комплексе на базе цифровых технологий;
- создание интеллектуальных систем учета электрической энергии;
- модернизация неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации на изолированных и труднодоступных территориях;
- поэтапное создание единого государственного электросетевого комплекса;
- создание условий для надежного и качественного обеспечения электроснабжением земельных участков, вовлекаемых в оборот для жилищного строительства, в рамках реализации национальных проектов и национальных программ.

Показателем решения задачи повышения эффективности электросетевого комплекса является уровень потерь электрической энергии в электрических сетях, не более: 2018 год - 10,6 процента; к 2024 году - 9,8 процента; к 2035 году - 7,3 процента.

### **Гидроэнергетика и иная энергетика на основе использования возобновляемых источников энергии**

Решению задачи повышения эффективности функционирования гидроэлектростанций будут способствовать следующие меры:

- создание условий для инвестиционной привлекательности гидроэнергетики;
- совершенствование нормативно-правовой базы, определяющей требования к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений и сохранению биоразнообразия, а также правовой статус водохранилищ для целей гидроэнергетики;
- обеспечение производства необходимого оборудования и достаточных для развития гидроэнергетики строительных мощностей.

Задачей энергетики, основанной на использовании ВИЭ, является повышение эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий на основе использования возобновляемых источников энергии.

В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи повышения эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий на основе использования возобновляемых источников энергии, входят:

- совершенствование национальных стандартов, касающихся возобновляемых источников энергии, с учетом лучших мировых практик;
- поддержка российского экспорта оборудования и оказания услуг по проектированию, строительству, эксплуатации и сервисному обслуживанию генерирующих объектов на базе возобновляемых источников энергии за рубежом;
- совершенствование механизмов стимулирования развития возобновляемой энергетики на среднесрочную и долгосрочную перспективу;
- стимулирование добровольного спроса на электрическую энергию, выработанную на основе возобновляемых источников энергии.

Показателем решения задачи повышения эффективности функционирования гидроэлектростанций является снижение удельного расхода воды на мощность МВт (при аналогичных условиях водности), процент к уровню базового года (3,42 куб. м/с\*МВт): к 2024 году - 1 процент; к 2035 году - 2 процента.

Показателем решения задачи повышения эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий на основе использования ВИЭ является снижение экономически обоснованных затрат на производство 1 кВт·ч электрической энергии на территориях децентрализованного электроснабжения, процент к уровню базового года: к 2024 году - 6 процентов; к 2035 году - 17 процентов.

### **Теплоснабжение**

Задачами теплоснабжения являются:

- формирование эффективных рынков теплоснабжения с приоритетом когенерации при соблюдении баланса интересов хозяйствующих субъектов и потребителей;
- повышение надежности и эффективности теплосетевого комплекса.

В комплексе ключевых мер, обеспечивающих решение задач теплоснабжения, приоритетным является применение модели отношений в сфере теплоснабжения с ценообразованием на основе принципа «альтернативной котельной», а также:

- формирование и обеспечение условий эффективного функционирования на локальных рынках тепла единых теплоснабжающих организаций, ответственных за надежное и экономически эффективное теплоснабжение потребителей;
- повышение эффективности систем централизованного теплоснабжения с учетом приоритета повышения уровня когенерации;
- переход от полного регулирования тарифов на тепловую энергию к установлению предельного уровня цены на тепловую энергию с применением модели «альтернативной котельной» с учетом региональных особенностей;
- реализация моделей локальных рынков тепла, дающих потребителям реальную возможность выбора схем и способов теплоснабжения и стимулы для применения эффективных технологий;
- распространение лучших практик использования альтернативных источников теплоснабжения, в том числе геотермальных источников тепловой энергии, использование систем рекуперации воздуха, низкопотенциального тепла;
- экономически обоснованное развитие магистральных сетей теплоснабжения, в том числе для надежного и качественного обеспечения потребностей жилищного строительства в рамках реализации национальных проектов и национальных программ.

Показателем решения задачи формирования эффективных рынков теплоснабжения с приоритетом когенерации при соблюдении баланса интересов хозяйствующих субъектов и потребителей является количество регионов, внедривших модель «альтернативной котельной»: 2018 год - 1; к 2024 году - 35; к 2035 году - 65.

Показателями решения задачи повышения надежности и эффективности теплосетевого комплекса являются:

- ежегодное снижение количества аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и в тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения, процентов к базовому уровню: к 2024 году - 5 процентов; к 2035 году - 5 процентов;
- ежегодное снижение количества аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и в тепловых сетях в неценовой зоне теплоснабжения, процентов к базовому уровню: к 2024 году - 2,1 процента; к 2035 году - 2,3 процента;
- доля выработки электрической энергии теплоэлектроцентралями по теплофикационному циклу: 2018 год - 30,4 процента; к 2024 году - 33 процента; к 2035 году - 40 процентов;
- удельный расход топлива при производстве тепловой энергии: 2018 год - 169,2 кг/Гкал; к 2024 году - 164,2 кг/Гкал; к 2035 году - 159,3 кг/Гкал.

### **Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата**

Задачами по охране окружающей среды и противодействию изменениям климата для отраслей топливно-энергетического комплекса являются:

- уменьшение отрицательного воздействия деятельности организаций топливно-энергетического комплекса на окружающую среду;
- снижение негативного воздействия деятельности организаций топливно-энергетического комплекса на климат и их адаптация к изменениям климата.

Меры, способствующие решению задач по охране окружающей среды и противодействию изменениям климата, включают:

- переход в отраслях топливно-энергетического комплекса на принципы наилучших доступных технологий;
- создание национальной системы мониторинга и отчетности о выбросах парниковых газов, в том числе от объектов энергетики;
- учет рисков изменения климатических и гидрометеорологических условий наравне с учетом традиционных финансово-экономических параметров при технико-экономическом обосновании проектов и их реализации;
- активное участие в формировании международного экологического законодательства и гармонизация с его нормами законодательства Российской Федерации;
- стимулирование сокращения образования новых и утилизации накопленных отходов производства и обеспечение безопасного обращения с ними, проведения рекультивации земель и других технических и организационных мероприятий по компенсации ущерба, наносимого окружающей природной среде, включая увеличение доли золошлаковых отходов (золошлаковой смеси), вовлеченных в хозяйственный оборот;
- снятие основных инфраструктурных, технологических и иных ограничений рационального использования попутного нефтяного газа и минимизации объемов его сжигания на факелах;

- стимулирование научных исследований и поддержку разработки перспективных технологических решений, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду и минимизацию экологических рисков;
- осуществление государственного регулирования выбросов парниковых газов и другого антропогенного воздействия отраслей топливно-энергетического комплекса на климат с учетом международных обязательств Российской Федерации;
- реализацию в отраслях топливно-энергетического комплекса положений Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях (включая очистку или утилизацию оборудования и отходов, содержащих стойкие органические загрязнители);
- обеспечение открытости и доступности экологической информации, своевременного информирования заинтересованных сторон об авариях, их экологических последствиях и мерах по ликвидации, усиление взаимодействия с общественными экологическими организациями и движениями.

Кроме того, снижению негативного воздействия деятельности организаций ТЭК на окружающую среду и климат будут способствовать:

- создание и использование экологически чистых, низкоуглеродных и ресурсосберегающих технологий производства, транспортировки, хранения и использования энергетических ресурсов, в том числе технологий «чистого угля»;
- рациональное использование попутного нефтяного газа и минимизация объемов его сжигания на факелах;
- увеличение коэффициента использования топлива в процессе генерации электрической и тепловой энергии и снижение удельных расходов условного топлива на отпуск электрической энергии;
- увеличение производства высококачественных моторных топлив с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующими международным нормам и стандартам, включая газомоторные виды топлива;
- повышение квалификации персонала, ответственного за промышленную и экологическую безопасность энергетического производства.

Показателями решения задачи уменьшения отрицательного воздействия деятельности организаций ТЭК на окружающую среду являются:

- отношение доли улавливания и обезвреживания загрязняющих атмосферу веществ из отходящих от стационарных источников в отраслях ТЭК к базовому уровню: к 2024 году - 1,1; к 2035 году - 1,4;
- отношение доли загрязненных сточных вод в общем объеме сброса в поверхностные водные объекты в отраслях топливно-энергетического комплекса к базовому уровню: к 2024 году - 0,9; к 2035 году - 0,75;
- доля площади рекультивированных земель в общей площади обработанных нарушенных земель, подлежащих рекультивации в отраслях топливно-энергетического комплекса за последние 5 лет: 2018 год - 61,5 процента; к 2024 году - 67 процентов; к 2035 году - 80 процентов;
- доля утилизированных и обезвреженных отходов в общем объеме образованных отходов в отраслях топливно-энергетического комплекса: 2018 год - 52,6 процента; к 2024 году - 65 процентов; к 2035 году - 85 процентов;
- в том числе продуктов сжигания твердого топлива (золошлаков): 2018 год - 8,4 процента; к 2024 году - 15 процентов; к 2035 году - 50 процентов.

- Показателем решения задачи снижения негативного воздействия деятельности организаций топливно-энергетического комплекса на климат и их адаптации к изменениям климата является соотношение общего объема выбросов парниковых газов в текущем году к объему указанных выбросов в 1990 году, не более: 2018 год (факт по состоянию за 2017 год) - 50,7 процента; к 2024 году - 70 - 75 процентов; к 2035 году - 70 - 75 процентов.

#### **7.2.5. Республика Узбекистан**

##### **Развитие тепловой энергетики<sup>36</sup>**

Тепловая энергетика продолжает оставаться основным источником генерации электрической энергии Республики, и её развитие с применением энергоэффективных технологий обеспечит устойчивость энергосистемы страны в целом.

В целях повышения энергоэффективности ТЭС при строительстве новых электростанций, работающих в базовом режиме, преимущественно будут использованы ПГУ с КПД агрегатов не менее 60 процентов.

В период 2020-2030 годов намечена реализация 13 проектов, из них 6 проектов по строительству новых ТЭС общей мощностью 3,8 тыс. МВт, 6 проектов по расширению действующих ТЭС с увеличением мощности на 4,1 тыс. МВт за счёт строительства ПГУ, ГТУ и угольного энергоблока, а также 1 проект по модернизации энергоблоков № 1-5 на Ново-Ангренской ТЭС с увеличением мощности на 330 МВт.

В итоге, к 2030 году суммарная мощность ТЭС составит 14,7 тыс. МВт, объём вырабатываемой электрической энергии – 70,7 млрд кВт·ч (рост в 1,3 раза к 2018 году).

Строительство регулирующих электростанций для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы, общей мощностью около 1200 МВт, будет осуществляться на основе газотурбинных установок малой мощности (50-100 МВт) и газопоршневых двигателей. Ожидается, что в 2020 году будут определены инвесторы на строительство двух регулирующих электростанций мощностью по 200-300 МВт. Указанные станции будут введены в 2021-2023 гг.

Развитие угольной генерации предусмотрено путем строительства нового угольного энергоблока мощностью 150 МВт на Ангренской ТЭС (второй этап), а также поэтапной модернизации существующих энергоблоков Ново-Ангренской ТЭС, предусматривающих круглогодичное сжигание угля, а также сокращение вредных выбросов в атмосферу.

Развитие когенерационных установок для отопления и горячего водоснабжения в городах будет осуществляться, в основном, за счет внедрения ГТУ средней мощности.

По мере ввода новых генерирующих мощностей будет поэтапно осуществляться вывод из эксплуатации морально и физически устаревших энергоблоков ТЭС. Общая мощность выводимого оборудования, отработавшего парковый ресурс, к 2030 году достигнет 5,9 тыс. МВт.

При этом по соображениям энергетической безопасности будет создан резерв мощностей, которые в последующем могут быть использованы в оказании вспомогательных услуг (системный резерв).

##### **Развитие гидроэнергетики**

В период 2020-2030 годов намечено проведение работ по 62 проектам, в том числе строительство 35 ГЭС общей мощностью 1537 МВт и модернизация 27 существующих ГЭС с увеличением мощности на 186 МВт. В итоге, к 2030 году

---

<sup>36</sup>Источник информации: Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы



суммарная мощность ГЭС составит 3 785 МВт, объем вырабатываемой электрической энергии - 13,1 млрд кВт·ч (в 2,2 раза к 2019 г.).

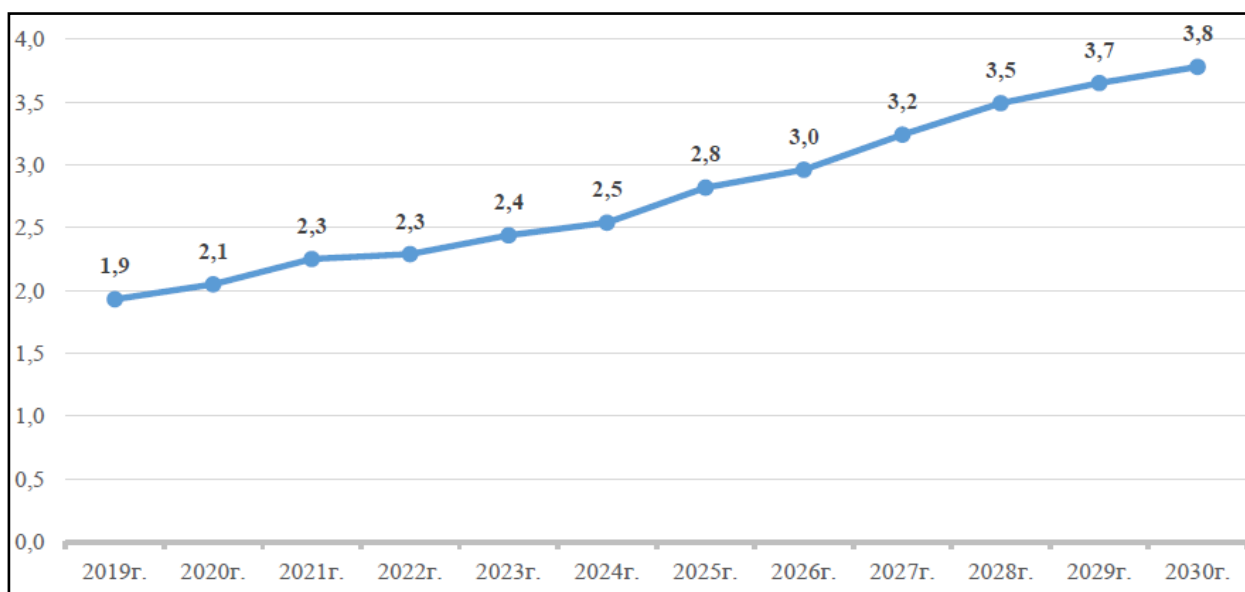


Рисунок 7.3 –Рост установленной мощности ГЭС в 2018-2030 гг. в Республике Узбекистан, МВт

### **Развитие атомной энергетики**

В соответствии с соглашением между Правительством Республики Узбекистан и Правительством Российской Федерации от 7 сентября 2018 года в период до 2030 года предусмотрено строительство в Узбекистане атомной электростанции мощностью 2400 МВт поколения «3+» с двумя энергоблоками на основе водо-водяных энергетических реакторов ВВЭР-1200.

### **Развитие генерации на основе ВИЭ**

В период 2020-2030 годы будет уделено особое внимание развитию генерации на основе ВИЭ, особенно солнечной энергии. Эти проекты будут осуществляться исключительно за счет средств инвесторов - независимых производителей электрической энергии.

Для достижения показателей развития возобновляемой энергетики определены целевые параметры ежегодно вводимых мощностей объектов ВИЭ в 2020-2030 годах, предусматривающие строительство 3 ГВт ветровых и 5 ГВт солнечных электростанций.

В ветроэнергетике основным направлением будет создание крупных ветропарков с единичной мощностью 100-500 МВт.

Солнечные ФЭС мощностью 100-500 МВт будут сосредоточены, в основном, в Центральном и Южном регионах. Однако и в остальных регионах Республики будут построены солнечные ФЭС мощностью 50-200 МВт. При этом крупные солнечные ФЭС (суммарно более 300 МВт) постепенно будут оснащены системами накопления энергии промышленного масштаба для обеспечения стабилизации переменчивой генерации и регулирования пиковых нагрузок.

Также будет уделено внимание созданию изолированных (не подключенных в единую электроэнергетическую систему) солнечных ФЭС малой мощности в отдаленных населенных пунктах Республики, а также в регионах, где намечено развитие экотуризма.

Кроме того, будет развиваться строительство солнечных ФЭС средней мощности (1-20 МВт) для производства электрической энергии на собственные нужды промышленных предприятий и индустриальных парков.

Принимая во внимание быстрый рост способности потребителей вырабатывать электрическую энергию для собственных нужд и поставки излишка ее объема в единую электроэнергетическую систему, а также в целях стимулирования активизации внутриреспубликанского инвестиционного потенциала, утверждена целевая программа по установке порядка 150 тысяч солнечных ФЭС (мощностью по 2-3 кВт) и водонагревателей (в среднем 200 литров) в 2-2,5 процентах домохозяйств в 2021-2025 годах. С учетом установки населением объектов ВИЭ к 2026 году предусматривается покрытие потребления 4,3 процентов домохозяйств по Республике в объеме порядка 800 млн кВт·ч в год за счет внедрения частично изолированных объектов ВИЭ.

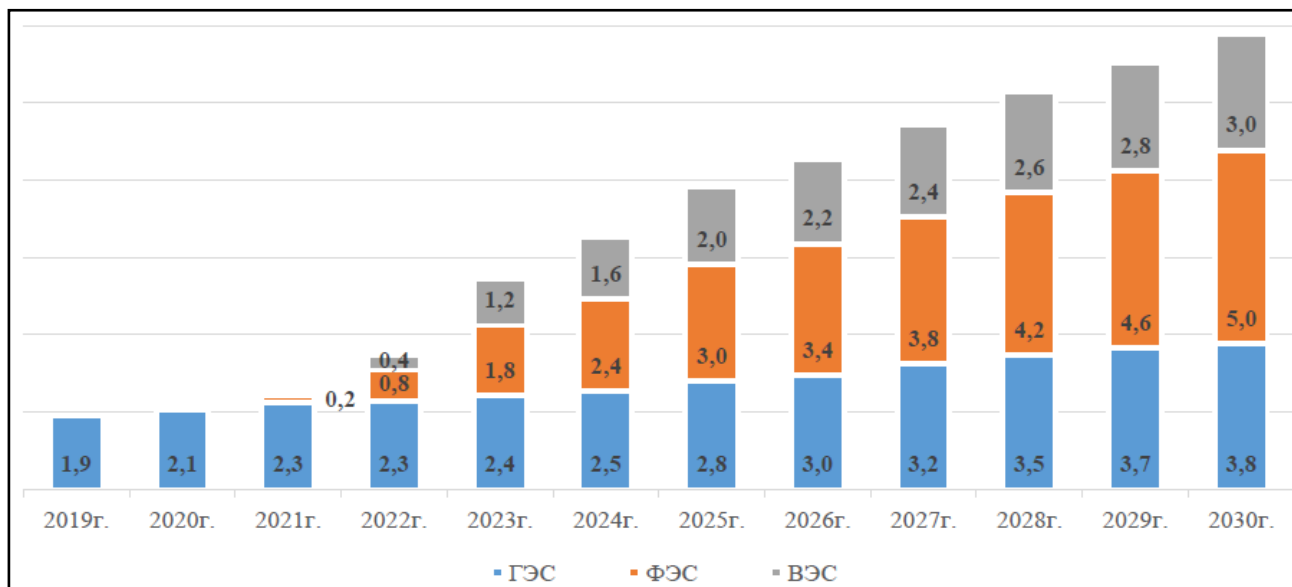


Рисунок 7.4 – Структура генерации на основе ВИЭ к 2030 г. в Республике Узбекистан, МВт

### Развитие магистральных электрических сетей

В 2020 году будет разработан и утвержден план развития магистральных электрических сетей до 2030 года, с учетом интеграции новых источников генерации, в том числе на основе ВИЭ. К 2025 году для повышения надежности электроснабжения все энергоузлы единой электроэнергетической системы будут объединены в единую энергетическую сеть 500 кВ.

К 2030 году постепенно функции ЛЭП и ПС 220 кВ из системообразующих будут трансформированы в распределительные. При реализации перспективных проектов будут учтены следующие основные направления по цифровизации и автоматизации объектов:

- для обеспечения в режиме реального времени работы систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации о выработке, транспортировке и распределении электрической энергии, а также оптимизации потоков электрической энергии и загрузке генерирующих мощностей, предусматривается поэтапное внедрение системы технологического управления диспетчерского контроля и сбора данных SCADA;
- при проектировании строительства новых, а также модернизации, реконструкции существующих ПС предусматривается внедрение современных технологий, таких как «Цифровая подстанция»;
- при проектировании строительства новых магистральных ЛЭП для сокращения эксплуатационных расходов и отводов земель будут внедрены новые стандарты, предусматривающие строительство многоцепных воздушных ЛЭП на основе стандартов ИЕС.

### Развитие распределительных электрических сетей

Модернизация существующих и строительство новых распределительных электрических сетей 110/35/10/0,4 кВ будут проводиться на основе следующих принципов:

- увеличение количества ПС 110/35/10 кВ за счет строительства новых и перевода ПС 35/10 кВ на более высокий класс напряжения;
- осуществление строительства ЛЭП напряжением 10, 35 и 110 кВ путем прокладки подземных кабелей или самонесущими изолированными проводами в пределах городов и населенных пунктов;
- перевод ПС 35 кВ и 110 кВ на закрытый тип в пределах городов и крупных населенных пунктов;
- широкое применение понижающих трансформаторов 35/0,4 кВ в пределах городов и крупных населенных пунктов;
- поэтапный отказ от системы электроснабжения на напряжении 6 кВ с переходом на систему 10 кВ и 35 кВ;
- замена проводов на воздушных ЛЭП напряжением 0,4-10 кВ на самонесущие изолированные провода, с одновременным сокращением протяженности ЛЭП 0,4 кВ.

В течение 2020-2021 годов в рамках программы цифровизации электроэнергетической отрасли будет создан Единый центр обработки данных, завершён проект по внедрению АСКУЭ у всех потребителей и на объектах энергосистемы, разработаны и введены в эксплуатацию программные комплексы «Биллинг» и «Анализ и прогноз потребления электрической энергии».

**Переход к оптовому рынку и совершенствование тарифной политики в электроэнергетической отрасли** будет осуществляться поэтапно в период 2020-2023 гг. с переходом на каждый следующий этап по мере выполнения обязательных условий. Конкурентный оптовый рынок сформируется в 2023 году, и всем его участникам будет обеспечен равный и беспрепятственный доступ к магистральным электрическим сетям. В течение 2020-2022 годов будут утверждены:

- модели оптового рынка электрической энергии (ежемесячные контракты - торги на день вперед - торги в течение дня) и переходные этапы;
- модель балансирующего рынка электрической энергии;
- правила функционирования рынков;
- порядок лицензирования участников рынка.

Для создания правовых основ функционирования рынка будут приняты, в том числе:

- Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» в новой редакции;
- Закон Республики Узбекистан «О Независимом Регуляторе энергетического рынка»;
- Электросетевой Кодекс (Grid Code).

**Ожидаемые результаты и количественные показатели реализации Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы**

В результате достижения поставленных задач к 2030 году установленная генерирующая мощность, с учетом вывода из эксплуатации физически устаревшего оборудования (5,9 ГВт) составит 29,2 ГВт, в том числе:

ТЭС, использующие природный газ – 13,4 ГВт (45 %); ТЭС, использующие уголь – 1,7 ГВт (5,9 %); ГЭС – 3,8 ГВт (13,1 %); ВЭС – 3 ГВт (10,4 %); ФЭС – 5 ГВт (17,3 %), в том

числе 1 ГВт с устройствами хранения электрической энергии для аккумуляции ее в солнечные часы и использования накопленной электрической энергии во время отсутствия солнца и вечернего максимума нагрузок единой электроэнергетической системы; АЭС – 2,4 ГВт (8,3 %).

Прирост генерирующих мощностей составит 16,4 ГВт, в том числе 4,4 ГВт регулирующих мощностей для покрытия пиковых нагрузок.

Объемы выработки электрической энергии достигнут 120,8 млрд кВт·ч, в том числе: ТЭС – 70,7 млрд кВт·ч (58,5 %); ГЭС – 13,1 млрд кВт·ч (10,8 %); ФЭС – 9,9 млрд кВт·ч (8,2 %); ВЭС – 8,6 млрд кВт·ч (7,1 %); АЭС – 18,0 млрд кВт·ч (14,9 %); блок-станции – 0,6 млрд кВт·ч 0,5 %).

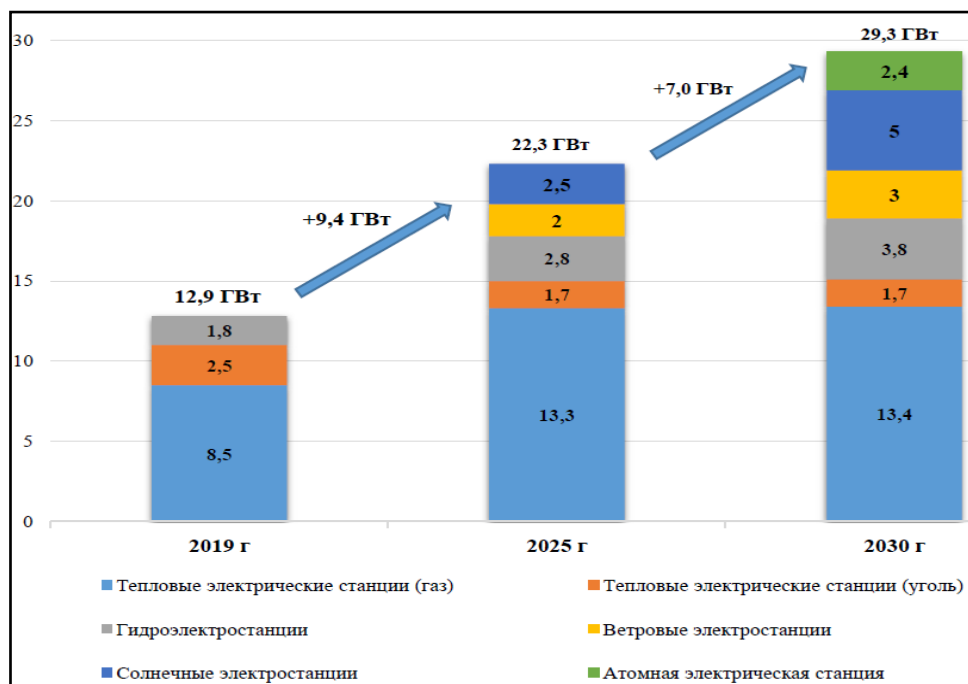


Рисунок 7.5 –Изменение установленной генерирующей мощности 2019-2030 гг. в Республике Узбекистан, МВт

**8. Ресурсное обеспечение трансформации энергетических систем  
в государствах – участниках СНГ**

**8.1 Предприятия машиностроительного комплекса государств СНГ**

**Республика Беларусь**

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
<b>1) Перечень предприятий энергетического машиностроения</b>		
1.	ОАО «Минский электротехнический завод им. В. И. Козлова»	<a href="https://metz.by/">https://metz.by/</a>
2.	Могилевский завод «Электродвигатель»	<a href="https://www.mez.by/">https://www.mez.by/</a>
<b>2) Перечень предприятий электротехнической промышленности</b>		
1.	ОАО «Брестский электроламповый завод»	<a href="https://brestlamp.by/">https://brestlamp.by/</a>
2.	ОАО «Электроаппаратура»	<a href="https://www.gomelapparat.org/">https://www.gomelapparat.org/</a>
3.	ОАО «Лидский завод электроизделий»	<a href="https://lzei.by/">https://lzei.by/</a>
<b>3) Перечень предприятий кабельной промышленности</b>		
1.	ОАО «Щучинский завод «Автопровод»	<a href="https://www.avtoprovod.com/">https://www.avtoprovod.com/</a>
2.	ОАО «Беларускабель»	<a href="https://belaruskabel.by/">https://belaruskabel.by/</a>
3.	СЗАО «Белтелекабель»	<a href="http://beltelecabel.by/">http://beltelecabel.by/</a>
4.	СОАО «Гомелькабель»	<a href="http://gomelcable.com/">http://gomelcable.com/</a>
5.	ООО «ГОСНИП»	<a href="http://gosnip.by/">http://gosnip.by/</a>
6.	ОАО «Кобринагромаш»	<a href="http://kam.by/">http://kam.by/</a>
7.	ИПУП «Эколь»	<a href="https://ecol.by/">https://ecol.by/</a>
8.	ООО «ПО «Энергокомплект»	<a href="http://vikab.by/">http://vikab.by/</a>

**Российская Федерация**

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
<b>1) Перечень предприятий энергетического машиностроения</b>		
1.	АО «Силовые машины» Ленинградский металлический завод (ЛМЗ), Электросила, Завод турбинных лопаток (ЗТЛ) ООО «НордЭнергоГрупп» Таганрогский Котлостроительный завод «Красный котельщик» (ТКЗ), Калужский турбинный завод (КТЗ), Завод Реостат, НордЭнергоИнжиниринг, СМТТ.Высоковольтные решения	<a href="http://www.power-m.ru">http://www.power-m.ru</a>
2.	ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО - Подольск»	<a href="http://aozio.ru">http://aozio.ru</a>
3.	ООО «Сибэнергомаш – БКЗ»	<a href="http://www.sibem-bkz.com">www.sibem-bkz.com</a>
4.	АО «Уральский турбинный завод» (АО «УТЗ»)	<a href="http://www.utz.ru/">http://www.utz.ru/</a>
<b>2) Перечень предприятий электротехнической промышленности</b>		
1.	ООО «Гольяттинский Трансформатор»	<a href="https://transformator.com.ru">https://transformator.com.ru</a>
2.	АО Высоковольтного оборудования «Электроаппарат»	<a href="https://elektroapparat.ru">https://elektroapparat.ru</a>
3.	ООО Лысьвенский завод тяжелого электрического машиностроения «Привод»	<a href="http://www.privod-lysva.ru">www.privod-lysva.ru</a>
4.	АО «Курский электроаппаратный завод»	<a href="https://keaz.ru">https://keaz.ru</a>
5.	АО «Чебоксарский электроаппаратный завод»	<a href="https://www.cheaz.ru">https://www.cheaz.ru</a>
6.	ООО «Русэлпром»	<a href="https://www.ruselprom.ru">https://www.ruselprom.ru</a>
7.	ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (ЗАО «ЗЭТО»)	<a href="http://www.zeto.ru">www.zeto.ru</a>
8.	АО «ГК «Электрощит»– ТМ Самара»	<a href="https://www.electroshield.ru">https://www.electroshield.ru</a>
9.	АО «Группа «СВЭЛ»	<a href="http://www.svel.ru">www.svel.ru</a>

<b>3) Перечень предприятий кабельной промышленности</b>		
1.	ООО «Камский кабель»	<a href="https://www.kamkabel.ru">https://www.kamkabel.ru</a>
2.	ЗАО «Москабельмет»	<a href="https://www.mkm.ru">https://www.mkm.ru</a>
3.	ООО «Производственная компания «Севкабель»	<a href="https://sevkab.ru">https://sevkab.ru</a>
4.	«Холдинг Кабельный Альянс»	<a href="https://www.holdcable.com">https://www.holdcable.com</a>
5.	АО «РОССКАТ»	<a href="http://www.rosskat.org">www.rosskat.org</a>
<b>4) Перечень предприятий экологического машиностроения</b>		
1.	ООО «Финго-Комплекс»	<a href="http://www.fingo.ru/">http://www.fingo.ru/</a>
2.	ООО «НПО Декантер»	<a href="http://www.dekanter.ru/">http://www.dekanter.ru/</a>
<b>5) Перечень предприятий - производителей оборудования для ВИЭ</b>		
1.	Группа компаний «Хевел»	<a href="https://www.hevelsolar.com">https://www.hevelsolar.com</a>
2.	ООО «Хелиос-Ресурс»	<a href="http://www.hr-pv.com">http://www.hr-pv.com</a>
3.	ООО «Солар Кремниевые технологии»	<a href="https://sst-rus.com">https://sst-rus.com</a>
4.	ООО «Вестас Рус»	<a href="https://www.vestas.com">https://www.vestas.com</a>
5.	«РЭД ВИНД Б.В.»	<a href="http://novawind.ru">http://novawind.ru</a>
6.	ООО «ВетроСтройДеталь»	<a href="https://www.vetros.ru">https://www.vetros.ru</a>
7.	ООО «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи»	<a href="https://www.siemensgamesa.com/">https://www.siemensgamesa.com/</a>
8.	ООО«БашниВРС»	<a href="https://www.rusnano.com">https://www.rusnano.com</a>
9.	«Русэлпром»	<a href="https://www.ruselprom.ru">https://www.ruselprom.ru</a>
10.	«СВЭЛ»	<a href="https://svel.ru">https://svel.ru</a>
11.	ООО «Тольяттинский Трансформатор»	<a href="https://www.transformator.com.ru">https://www.transformator.com.ru</a>
12.	АО «Электронмаш»	<a href="http://www.electronmash.ru">http://www.electronmash.ru</a>

### Республика Узбекистан

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
<b>3) Перечень предприятий кабельной промышленности</b>		
1.	СП ООО «ArtikulAziyaKabel»	<a href="http://www.artikul-kabel.uz">www.artikul-kabel.uz</a>
2.	СП АО «UZKABEL»	<a href="http://www.uzkabel.uz">www.uzkabel.uz</a>
3.	СПАО «Deutsche Kabel AG Taschkent»	<a href="http://www.dkg.uz">www.dkg.uz</a>
4.	СПООО «Techno Cable Group»	<a href="http://www.tcg.uz">www.tcg.uz</a>
5.	СПООО «Yuqorichirchiq Energy Systems»	<a href="http://www.ymi.uz">www.ymi.uz</a>
6.	ООО «ULTRA PLAST»	<a href="http://www.ultraplast.uz">www.ultraplast.uz</a>
7.	«QUVVAT»	<a href="http://www.quvvat.uz">www.quvvat.uz</a>
8.	СПООО «Azimuth Cable»	<a href="http://www.opticab.uz">www.opticab.uz</a>
9.	СПООО «Falk Porshe Fiberglass»	<a href="http://www.dkg-ag.de">www.dkg-ag.de</a>
10.	СПООО «Hayat Power Kable Systems»	<a href="http://www.hayatpowercable.uz">www.hayatpowercable.uz</a>
11.	ТМ «Kabel Tech»	<a href="http://www.rfbeltech.uz">www.rfbeltech.uz</a>
12.	ООО «OSIYO KABEL»	<a href="http://www.kabel.uz">www.kabel.uz</a>
13.	СПООО «PROCAB»	<a href="http://www.prokab.uz">www.prokab.uz</a>
14.	ООО «Reliable Trading Group»	<a href="http://www.rtg.uz">www.rtg.uz</a>
15.	АО «Sredazsvetmetenergo»	<a href="http://www.energomet.uz">www.energomet.uz</a>
16.	СПООО «Uzeraekable»	<a href="http://www.uzeraecabl.uz">www.uzeraecabl.uz</a>
17.	АО Узбекско-российское СП «Андижанкабель»	<a href="http://www.cable.uz">www.cable.uz</a>

**8.2 Научно-техническое обеспечение электроэнергетики.** Перечень научно-технических советов (НТС), отраслевых и академических институтов, научно-технических и инженерных центров, национальных отраслевых ассоциаций государств - участников СНГ

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
<b>Азербайджанская Республика</b>		
1.	Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательный институт энергетики, Баку	<a href="http://www.pei.az/ob.htm">http://www.pei.az/ob.htm</a>
2.	Ассоциация инженеров и специалистов энергетики Азербайджана (APESA)	<a href="http://www.azenerji.com/ru/about.html">http://www.azenerji.com/ru/about.html</a>
<b>Республика Армения</b>		
3.	ЗАО «Научно-исследовательский институт энергетики» (НИИЭ) Республики Армения	<a href="http://www.energinst.am/?lang=ru/">http://www.energinst.am/?lang=ru/</a>
4.	Фонд возобновляемых ресурсов и энергосбережения Армении	<a href="https://r2e2.am/en/">https://r2e2.am/en/</a>
<b>Республика Беларусь</b>		
5.	РУП «БЕЛТЭИ»	<a href="http://beltei.by/">http://beltei.by/</a>
6.	РУП «Белэнергосетьпроект»	<a href="https://www.besp.by/">https://www.besp.by/</a>
7.	РУП «Белнипиэнергопром»	<a href="http://belnipi.by/">http://belnipi.by/</a>
8.	ГП «Институт энергетики НАН Беларуси»	<a href="http://www.ipe.by">http://www.ipe.by</a>
<b>Республика Казахстан</b>		
9.	ТОО «Научно-исследовательский инжиниринговый центр ERG»	<a href="https://www.erg.kz/ru/content/too-nauchno-issledovatel-skiy-inzhiniringovyy-centr-erg">https://www.erg.kz/ru/content/too-nauchno-issledovatel-skiy-inzhiniringovyy-centr-erg</a>
10.	НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов»	<a href="https://igtipc.org/ru/about">https://igtipc.org/ru/about</a>
11.	Казахстанский Головной научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт топливно-энергетических систем “Энергия”	<a href="https://energia.kz">https://energia.kz</a>
12.	АО «Институт развития электроэнергетики и энергосбережения»	<a href="http://kazee.kz">http://kazee.kz</a>
13.	Ассоциация возобновляемой энергетики Казахстана	<a href="https://kazrenergy.com">https://kazrenergy.com</a>
14.	Казахстанская ассоциация солнечной энергетики	<a href="https://spaq.kz/rus/">https://spaq.kz/rus/</a>
<b>Кыргызская Республика</b>		
15.	Научно-исследовательский институт энергетики и экономики (НИИЭЭ)	<a href="http://www.niiee.kg">www.niiee.kg</a>
16.	Центр развития возобновляемых источников энергии и энергоэффективности	<a href="https://www.facebook.com/creedcenter/">https://www.facebook.com/creedcenter/</a>
17.	Координационный совет по энергосбережению Кыргызской Республики	<a href="http://www.gkpen.kg/index.php/2018-01-09-06-46-22">http://www.gkpen.kg/index.php/2018-01-09-06-46-22</a>
18.	Ассоциация возобновляемых источников энергии Кыргызской Республики	<a href="http://www.vienergy.org.kg">http://www.vienergy.org.kg</a>

<b>Республика Молдова</b>		
19.	Институт Энергетики Академии наук Молдовы (ИЭ АНМ)	<a href="http://www.ie.asm.md">http://www.ie.asm.md</a>
20.	Агентство по энергетической эффективности Республики Молдова	<a href="http://www.aee.md">http://www.aee.md</a>
21.	Фонд энергетической эффективности Республики Молдова	<a href="https://mei.gov.md/en/content/energy-efficiency-fund">https://mei.gov.md/en/content/energy-efficiency-fund</a>
<b>Российская Федерация</b>		
22.	НП НТС «ЕЭС»	<a href="http://www.nts-ees.ru/">http://www.nts-ees.ru/</a>
23.	ФГБУ «РЭА» Министерства Энергетики	<a href="http://rosenergo.gov.ru">rosenergo.gov.ru</a>
24.	АО «ЭНИН»	<a href="https://enin.su">https://enin.su</a>
25.	ОАО «ВТИ»	<a href="https://vti.ru">https://vti.ru</a>
26.	АО «Институт «Энергосетьпроект»	<a href="https://aoesp.ru/">https://aoesp.ru/</a>
27.	АО «Институт Теплоэлектропроект»	<a href="http://www.tep-m.ru">http://www.tep-m.ru</a>
28.	Институт энергетических исследований РАН	<a href="https://www.eriras.ru">https://www.eriras.ru</a>
29.	Институт систем энергетики СО РАН	<a href="http://isem.irk.ru/">http://isem.irk.ru/</a>
30.	АО НТЦ «ЕЭС»	<a href="https://ntcees.ru">https://ntcees.ru</a>
31.	Российская Ассоциация Ветроиндустрии (РАВИ)	<a href="https://rawi.ru">https://rawi.ru</a>
32.	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	<a href="https://rreda.ru">https://rreda.ru</a>
33.	Ассоциация солнечной энергетики России	<a href="http://pvruussia.ru">http://pvruussia.ru</a>
<b>Республика Таджикистан</b>		
34.	Республиканское Государственное Унитарное Предприятие «Научно-исследовательский и проектный институт «Нурофар»	<a href="https://www.nurofar.tj">https://www.nurofar.tj</a>
35.	Физико-технический институт им. С.У.Умарова Академии наук Республики Таджикистан	<a href="https://www.anrt.tj/ru/instituty-issledovaniya/otdelenie-fiziko-matematicheskikh-himicheskikh/fiziko-tekhnikeskij-institut-im-s-u-umarova">https://www.anrt.tj/ru/instituty-issledovaniya/otdelenie-fiziko-matematicheskikh-himicheskikh/fiziko-tekhnikeskij-institut-im-s-u-umarova</a>
36.	Институт водных проблем, гидроэнергетики и экологии НАНТ	<a href="https://www.anrt.tj/ru/instituty-issledovaniya/otdelenie-fiziko-matematicheskikh-himicheskikh/institut-vodnykh-problem-gidroenergetikii-ekologii">https://www.anrt.tj/ru/instituty-issledovaniya/otdelenie-fiziko-matematicheskikh-himicheskikh/institut-vodnykh-problem-gidroenergetikii-ekologii</a>
37.	Ассоциация возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан	<a href="https://docplayer.ru/79583424-Associaciya-vozobnovlyaemoy-energetiki-tadzhikistana-oao-sistemavtomatika.html">https://docplayer.ru/79583424-Associaciya-vozobnovlyaemoy-energetiki-tadzhikistana-oao-sistemavtomatika.html</a>
<b>Туркменистан</b>		
38.	Научный-производственный центр «Возобновляемые источники энергии» Государственного энергетического института Туркменистана	<a href="http://science.gov.tm/organisations/energy_insitute/">http://science.gov.tm/organisations/energy_insitute/</a>



Республика Узбекистан		
39.	Институт материаловедения НПО «Физика-Солнце» Академии Наук Республики Узбекистан	<a href="http://uzscinet.uz/site2">http://uzscinet.uz/site2</a>
40.	Физико-технический институт НПО "Физика-Солнце" Академии Наук Республики Узбекистан	<a href="https://fti.uz">https://fti.uz</a>
41.	Научно-технический центр АО «Узбекэнерго»	<a href="http://uzbekenergo.uz/">http://uzbekenergo.uz/</a>
42.	Ассоциация предприятий альтернативных видов топлива и энергии Республики Узбекистан	<a href="https://acafe.uz">https://acafe.uz</a>

### 8.3 Финансовые институты, действующие в государствах - участниках СНГ

№	Наименование предприятия	Официальный сайт
1.	Евразийский банк развития (ЕАБР)	<a href="https://eabr.org">https://eabr.org</a>
2.	Азиатский банк развития	<a href="https://adb.jrg/">https://adb.jrg/</a>
3.	Всемирный банк	<a href="https://www.vsemirnyjbank.org/">https://www.vsemirnyjbank.org/</a>
4.	Международная финансовая корпорация (МФК)	<a href="https://ifc.org/">https://ifc.org/</a>
5.	Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР)	<a href="https://www.ebrd.com">https://www.ebrd.com</a>
6.	Банк развития KfW - KfW Entwicklungsbank	<a href="https://www.kfw-entwicklungsbank.de">https://www.kfw-entwicklungsbank.de</a>

**8.4 Профессиональная подготовка (обучение), повышение квалификации и переподготовка персонала в сфере электроэнергетики. Перечень ВУЗов, участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ):**

#### Азербайджанская Республика

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1.	Азербайджанский технический университет	<a href="http://www.aztu.edu.az/">http://www.aztu.edu.az/</a>

#### Республика Армения

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1.	Национальный политехнический университет	<a href="https://polytech.am/">https://polytech.am/</a>

#### Республика Беларусь

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1.	Белорусский национальный технический университет	<a href="http://www.bntu.by/">http://www.bntu.by/</a>
2.	Белорусский государственный технологический университет	<a href="https://www.belstu.by/">https://www.belstu.by/</a>

#### Республика Казахстан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1.	Алматинский университет энергетики и связи	<a href="http://www.aues.kz/">http://www.aues.kz/</a>
2.	Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева	<a href="https://satbayev.university/">https://satbayev.university/</a>
3.	Казахский национальный университет им. Аль-Фараби	<a href="http://www.kaznu.kz/">http://www.kaznu.kz/</a>
4.	Алматинский гуманитарно-технический университет	<a href="https://edu-kz.com/">https://edu-kz.com/</a>
5.	Атырауский институт нефти и газа	<a href="http://aogu.edu.kz/">http://aogu.edu.kz/</a>

6.	Восточно-Казахстанский государственный технический университет имени Д. Серикбаева	<a href="https://www.ektu.kz/?lang=ru">https://www.ektu.kz/?lang=ru</a>
7.	Екибастузский инженерно-технический институт имени академика К.Сатпаева	<a href="https://eitiedu.com/">https://eitiedu.com/</a>
8.	Жезказганский университет имени О.А.Байконурова	<a href="http://www.zhezu.kz/">http://www.zhezu.kz/</a>
9.	Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана	<a href="http://www.wkau.kz/">http://www.wkau.kz/</a>
10.	Инновационный Евразийский университет	<a href="https://ineu.kz/">https://ineu.kz/</a>
11.	Таразский технический институт	<a href="https://www.tarazskij-tehnicheskij-institut/">https://www.tarazskij-tehnicheskij-institut/</a>
12.	Южно-Казахстанский государственный университет имени М.Ауэзова	<a href="http://www.ukgu">http://www.ukgu.</a>

### Кыргызская Республика

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1.	Кыргызский Государственный Технический Университет им. И. Раззакова	<a href="http://kstu.kg/">http://kstu.kg/</a>
2.	Кыргызский государственный университет строительства, транспорта и архитектуры им.Н.Исанова	<a href="http://www.ksucta.kg/ru/">www.ksucta.kg/ru/</a>
3.	Кыргызско-Российский Славянский университет	<a href="https://krsu.edu.kg/">https://krsu.edu.kg/</a>

### Российская Федерация

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1.	Национальный исследовательский университет «МЭИ»	<a href="https://mpei.ru">https://mpei.ru</a>
2.	Казанский государственный энергетический университет	<a href="https://kgeu.ru/">https://kgeu.ru/</a>
3.	Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина	<a href="http://ispu.ru/">http://ispu.ru/</a>
4.	Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»	<a href="https://mephi.ru/">https://mephi.ru/</a>
5.	Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого	<a href="https://www.spbstu.ru">https://www.spbstu.ru</a>
6.	Московский Государственный Технический Университет имени Н.Э. Баумана	<a href="https://www.bmstu.ru">https://www.bmstu.ru</a>
7.	Новосибирский государственный технический университет	<a href="https://www.nstu.ru">https://www.nstu.ru</a>
8.	Национальный исследовательский Томский политехнический университет	<a href="https://tpu.ru">https://tpu.ru</a>
9.	Ульяновский Государственный Университет	<a href="https://www.ulsu.ru/ru/">https://www.ulsu.ru/ru/</a>
10.	Кубанский государственный аграрный университет	<a href="https://kubsau.ru">https://kubsau.ru</a>
11.	Уральский федеральный Университет	<a href="https://urfu.ru/ru/">https://urfu.ru/ru/</a>

## Республика Таджикистан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1.	Таджикский Технический университет им. Академика М.С.Осими	<a href="http://www.ttu.tj/">http://www.ttu.tj/</a>
2.	Институт энергетики Таджикистана	<a href="http://det.tj/">http://det.tj/</a>
3.	Филиал Московского энергетического института в городе Душанбе	<a href="https://df.mpei.ru/Pages/default.aspx">https://df.mpei.ru/Pages/default.aspx</a>

## Туркменистан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1.	Государственный энергетический институт Туркменистана	<a href="http://tdei.edu.tm/index_ru">tdei.edu.tm/index_ru</a>

## Республика Узбекистан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1.	Ташкентский Государственный Технический Университет имени Ислама Каримова (ТГТУ)	<a href="mailto:tstu_info@tdtu.uz">tstu_info@tdtu.uz</a>
2.	Технический институт Еджу в городе Ташкент	<a href="mailto:info@ytit.uz">info@ytit.uz</a>
3.	Туринский Политехнический Университет в Ташкенте	<a href="mailto:info@polito.uz">info@polito.uz</a>
4.	Университет Инха в Ташкенте (IUT)	<a href="mailto:info@inha.uz">info@inha.uz</a>

Развитие возобновляемой энергетики создало запрос на новые специальности, объединяющие физико-математическую подготовку, технические и технологические дисциплины, знания в области электроэнергетики и строительства, а также экологии, экономики и управления. Сегодня созданы кафедры и программы возобновляемой энергетики уже в более чем 50 ВУЗах государств-участников СНГ.

Однако следует отметить, что подавляющее большинство действующих программ посвящено подготовке технического персонала, в которых основное внимание уделяется общим электроэнергетическим дисциплинам, а также аспектам обоснования параметров установок и комплексов на базе ВИЭ, экологическим аспектам использования ВИЭ, методам планирования режимов работы энергоустановок и энергетических комплексов на базе ВИЭ. На сегодняшний день отсутствуют программы по подготовке специалистов по методам оценки ресурсов возобновляемых источников энергии, бизнес инжинирингу, а также обслуживанию и эксплуатации объектов возобновляемой энергетики.

В настоящее время наблюдается дефицит квалифицированных кадров по разным направлениям развития отрасли, что требует проведения системного анализа востребованных специальностей в средне- и долгосрочной перспективе и фундаментального совершенствования существующей системы подготовки кадров для развития отрасли. В целях кадрового обеспечения трансформации национальных энергетических систем важно:

- Усовершенствовать действующие и разработать новые учебные и производственные программы, по следующим вопросам, связанным с устойчивым развитием энергетики:

- разработка принципов и технологий развития энергетических систем с растущей долей VRE;
- социально-экономические и финансовые аспекты проектов устойчивой энергетики;
- энергетическая политика и управление энергетикой.

- Создать национальные филиалы ведущих энергетических высших учебных заведений.
- Расширить взаимодействие профильных учебных заведений с научно-исследовательскими и проектными организациями, энергетическими компаниями, системным оператором, компаниями энергомашиностроительного комплекса и ВИЭ ассоциациями.
- Создать учебные центры и программы повышения квалификации с привлечением международных учебных центров и экспертов.
- Создать информационные сети по распространению знаний в области зеленой энергетики для устойчивого развития.

## Приложения

Наименование Приложения		Кол-во докум.
Приложение 1. Правовое регулирование отношений государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики		
1.1	Основные нормативные правовые акты, регламентирующие координацию и сотрудничество государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики	12
1.2	Меморандумы и соглашения ЭЭС СНГ с международными и национальными организациями	7
Приложение 2. Современное состояние и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ		
2.1	Основные национальные нормативные правовые акты, регламентирующие функционирование электроэнергетики	18
2.2	Актуальные обзоры и отчёты о функционировании электроэнергетики	9
Приложение 3. Энергоэффективность и энергосбережение		
3.1	Основные нормативные правовые акты	13
3.2	Актуальные обзоры и доклады по вопросам энергоэффективности и энергосбережения	9
Приложение 4. Использование возобновляемых источников энергии		
4.1	Основные этапы реализации Плана ГОЭЛРО	5
4.2	Законодательство в области ВИЭ	10
4.3	Международные обзоры и доклады по ВИЭ	20
4.4	Актуальные обзоры, доклады и периодические издания по ВИЭ государств-участников СНГ	13
Приложение 5. Экология		
5.1	Модельные кодексы и законы в области охраны окружающей среды	10
5.2	Отчеты, разработанные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ	9
5.3	Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии	16
Приложение. 6. Изменение климата		
6.1	Актуальные доклады и национальные сообщения государств-участников СНГ	15
Приложение 7. Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития		
7.1	Стратегические документы, определяющие развитие отрасли государств-участников СНГ	25
ИТОГО документов		195

**ОДОБРЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

**Меморандум о взаимопонимании между  
Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и  
Международным агентством по возобновляемой энергии**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств (далее «ЭЭС СНГ») и Международное агентство по возобновляемым источникам энергии («IRENA»), далее именуемые по отдельности «Сторона» и вместе именуемые «Стороны»;

**принимая во внимание**, что ЭЭС СНГ в рамках Содружества Независимых Государств осуществляет совместные и скоординированные действия государств-участников Содружества в области электроэнергетики направленные на обеспечение устойчивого и надежного энергоснабжения экономики и населения государств-участников СНГ на основе эффективного функционирования объединения электроэнергетических систем государств-участников СНГ;

**принимая во внимание**, что IRENA является международной межправительственной организацией, уполномоченной содействовать широкому внедрению и устойчивому использованию всех видов возобновляемых источников энергии и поддерживать страны в их переходе к устойчивому энергетическому будущему;

**разделяя** необходимость реализации Целей Организации Объединенных Наций в области устойчивого развития № 7 «Обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех» и № 13 «Принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями»,

**достигли следующего взаимопонимания:**

**Статья 1**

**Цель сотрудничества**

1. В соответствии с настоящим Меморандумом о взаимопонимании между ЭЭС СНГ и IRENA (далее именуемый Меморандум), Стороны договорились сотрудничать в рамках своих полномочий в области возобновляемых источников энергии, включая устойчивую энергетику, энергоэффективность, защиту окружающей среды и другие согласованные области.

2. Целью настоящего Меморандума является обеспечение основы для сотрудничества между IRENA и ЭЭС СНГ для реализации мероприятий, представляющих взаимный интерес в области возобновляемых источников энергии.

## Статья 2

### Направления сотрудничества

1. Конкретные области сотрудничества, охватываемые настоящим Меморандумом, включают, но не ограничиваются:

а. Сотрудничество в распространении информации и передовой практики по различным аспектам развития и использования возобновляемых источников энергии, имеющих отношение к странам, представляющим общий интерес;

б. Изучение сотрудничества в поддержке стран, представляющих общий интерес, в их усилиях по укреплению основных принципов, нормативной, технической и институциональной базы, способствующей инвестициям в возобновляемые источники энергии;

в. Совместная организация мероприятий по повышению квалификации и обмену знаниями в контексте региональных программ и инициатив IRENA и/или ЭЭС СНГ, в зависимости от ситуации;

г. Сотрудничество в проведении региональных популяризационных мероприятий для проведения совместной работы с заинтересованными в возобновляемой энергетике представителями исполнительных органов, частного сектора и гражданского общества, особенно в контексте повышения осведомленности о региональных инициативах и мероприятиях IRENA и/или ЭЭС СНГ;

д. Обмен и обновление данных и результатов анализа для поддержки использования возобновляемых источников энергии в странах, представляющих общий интерес.

2. Перечень направлений сотрудничества не является исчерпывающим и может быть дополнен Сторонами в любое время по взаимной договоренности.

## Статья 3

### Общие обязательства Сторон

1. Совместная деятельность Сторон в рамках настоящего Меморандума, требующая выделения финансовых или людских ресурсов, должна осуществляться на основе отдельных письменных соглашений, в которых указывается вид совместной деятельности или проекта, обязательства Сторон, источники финансирования, права на интеллектуальную собственность и порядок разрешения споров.

2. Ничто в настоящем Меморандуме не должно толковаться как представление или передача прав интеллектуальной собственности или интересов Сторон.

Все вопросы, связанные с интеллектуальной собственностью и ее защитой, будут рассмотрены в соглашениях, упомянутых в пункте 1 настоящей статьи.

3. Настоящий Меморандум не обязывает ни одну из Сторон выполнять финансовые или кадровые обязательства. Предоставление каждой Стороной финансовых и людских ресурсов для каждого согласованного вида деятельности или проекта должно быть отражено в соглашениях, упомянутых в пункте 1 настоящей статьи.

4. Ни одна из Сторон не может каким-либо образом использовать имя, эмблему или официальную печать другой Стороны или любое сокращение названия другой

Стороны в связи с совместной деятельностью или проектом Сторон в соответствии с настоящим Меморандумом или в других случаях без соответствующего разрешения другой Стороны в письменном виде.

5. Все пресс-релизы или публичные заявления, касающиеся настоящего Меморандума или его применения, должны быть предварительно одобрены обеими Сторонами в письменном виде.

6. Стороны будут воздерживаться от любых действий, которые могут неблагоприятно повлиять на интересы другой Стороны, и будут выполнять свои обязанности в полном соответствии с условиями настоящего Меморандума.

#### **Статья 4**

##### **Правовой статус Меморандума**

1. Настоящий Меморандум не является международным договором и не создает прав и обязанностей, регулируемых международным правом.

2. Настоящий Меморандум является совместно согласованным заявлением о намерениях Сторон и не налагает никаких финансовых и юридических обязательств на Стороны. Меморандум не регулирует права и обязанности Сторон, предусмотренные другими аналогичными соглашениями, а также право Сторон на заключение таких соглашений.

3. Ничто в настоящем Меморандуме не должно рассматриваться как отказ, явный или подразумеваемый, от каких-либо привилегий и иммунитетов IRENA и Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

#### **Статья 5**

##### **Контакты**

1. Основным контактным лицом от каждой из Сторон являются:

От IRENA:

г-н Гурбуз Гонул  
и.о. Директора по поддержке и  
партнерству в странах IRENA  
IRENA Headquarters, Masdar City  
P.O. Box 236  
Abu Dhabi, United Arab Emirates  
Tel: +971 2 417 9925;  
E-mail: [ggonul@irena.org](mailto:ggonul@irena.org)

От ЭЭС СНГ:

г-н Кузько Игорь Анатольевич  
Председатель Исполнительного комитета  
ЭЭС СНГ  
119049, Россия, Москва,  
Ленинский проспект, 9  
Tel.: +7495 710 5687;  
Факс: +7495 625 8605;  
E-mail: [mail@energo-cis.org](mailto:mail@energo-cis.org)

или такое другое лицо, которое может быть назначено любой из Сторон путем письменного уведомления другой Стороны.

2. Любые уведомления, требуемые настоящим Меморандумом, должны предоставляться в письменном виде и считаться должным образом и надлежащим образом предоставленными, если и когда они отправлены нарочным, заказным



письмом, ночным курьером или электронной почтой контактными лицам Сторон, указанным в пункте 1 настоящей Статьи.

3. Уведомление, доставленное по электронной почте, когда оно связано с изменением, продлением или прекращением действия настоящего Меморандума, считается полученным, когда получатель подтверждает получение такого уведомления по электронной почте или в другой форме письменного уведомления отправителя в соответствии с пунктом 2 настоящей статьи.

4. Стороны будут поддерживать тесные рабочие контакты для достижения целей настоящего Меморандума, а также информировать друг друга обо всех организованных мероприятиях. Стороны будут проводить регулярные консультации для оценки прогресса в реализации настоящего Меморандума.

## **Статья 6**

### **Заключительные положения**

1. Настоящий Меморандум вступает в силу с даты его подписания Сторонами.

2. Любая из Сторон может прекратить действие настоящего Меморандума, направив другой Стороне письменное уведомление не менее чем за три месяца до предлагаемого дня прекращения действия настоящего Меморандума. Днем прекращения настоящего Меморандума считается день, указанный в таком уведомлении.

В любом таком случае Стороны предпримут все необходимые действия для своевременного и упорядоченного прекращения любой совместной деятельности или проекта, осуществляемых в соответствии с настоящим Меморандумом.

3. Любые изменения и дополнения к настоящему Меморандуму вносятся по взаимному согласию Сторон путем подписания соответствующего дополнительного протокола и являются неотъемлемой частью настоящего Меморандума.

4. Стороны разрешают споры, возникающие в результате применения и толкования настоящего Меморандума, путем прямых переговоров.

Настоящий Меморандум составлен в четырех подлинниках: два на английском и два на русском языках. В случае несоответствия между английской и русской версией, английская версия будет иметь преимущественную силу.

**От Международного агентства по  
возобновляемой энергии (IRENA):**

**От Электроэнергетического Совета  
Содружества Независимых Государств  
(ЭЭС СНГ):**

---

**Франческо Ла Камера**  
Генеральный директор

---

**Александр Новак**  
Президент

Дата:

Дата:

**УТВЕРЖДЕНО**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

**ПОЛОЖЕНИЕ**

**о Рабочих группах Электроэнергетического Совета СНГ**

**1. Общие положения**

1.1. Положение о Рабочих группах Электроэнергетического Совета СНГ (далее – Положение) определяет назначение Рабочих групп и других структур Электроэнергетического Совета СНГ (далее – Рабочие группы); порядок их создания, формирования и деятельности; а также права, обязанности и ответственность Руководителей, Заместителей Руководителей и членов Рабочих групп.

1.2. Рабочие группы в своей деятельности руководствуются Уставом Содружества Независимых Государств, международными договорами и другими нормативными правовыми актами СНГ в области электроэнергетики, решениями Электроэнергетического Совета СНГ (ЭЭС СНГ), а также настоящим Положением и Положениями о Рабочих группах по направлениям деятельности.

1.3. Рабочие группы взаимодействуют с Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ, другими структурами ЭЭС СНГ по вопросам организации деятельности, подготовки и представления материалов и документов на рассмотрение ЭЭС СНГ.

1.4. Исполнительный комитет ЭЭС СНГ является депозитарием документов Рабочих групп.

**2. Создание Рабочих групп и прекращение их деятельности**

2.1. Рабочие группы создаются на основании решения ЭЭС СНГ.

2.2. Рабочие группы создаются по основным направлениям деятельности ЭЭС СНГ.

Основные функции Рабочих групп определяются Положениями о Рабочих группах по направлениям деятельности и могут включать следующие функции: разработка проектов нормативных технических документов, предложений и рекомендаций; проведение конференций, семинаров, круглых столов и других мероприятий; подготовка тематических обзоров, справок и проч.; организация обмена опытом путем презентаций, посещения организаций и предприятий и предоставления актуальной информации.

2.3. Для решения отдельных задач могут формироваться Целевые рабочие группы.

Порядок формирования, деятельности, принятия решений и подготовки отчетов Целевыми рабочими группами определяются ЭЭС СНГ.

2.4. Рабочие группы прекращают деятельность по решению ЭЭС СНГ.

Целевые рабочие группы прекращают свою деятельность после представления отчетов ЭЭС СНГ о решении поставленных задач.

### **3. Состав и организационная структура Рабочих групп**

3.1. В состав Рабочих групп входят на постоянной основе представители профильных министерств и/или электроэнергетических компаний государств-участников СНГ (члены Рабочих групп).

3.2. Информация о членах Рабочих групп, а также об изменениях в их составе представляется профильными министерствами и/или электроэнергетическими компаниями государств-участников СНГ соответствующими уведомлениями в Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

3.3. В заседаниях Рабочих групп принимают участие члены Рабочих групп, уполномоченные представители государств-участников СНГ, а также Председатель и сотрудники Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

3.4. В заседаниях Рабочих групп могут также участвовать приглашенные представители электроэнергетических компаний государств-участников СНГ, интеграционных объединений, участниками которых являются государства Содружества, Евразийской экономической комиссии и других международных организаций, а также другие приглашенные международные эксперты.

3.5. Рабочую группу возглавляет Руководитель, кандидатура которого утверждается решением ЭЭС СНГ. При необходимости может быть назначен Заместитель Руководителя, кандидатура которого также утверждается решением ЭЭС СНГ.

3.6. Функции Секретариата Рабочих групп возлагаются на Исполнительный комитет ЭЭС СНГ. Для отдельных Рабочих групп возможно возложение обязанностей Секретариата на компании, чьи представители в них председательствуют.

### **4. Организация работы**

4.1. Деятельность Рабочих групп осуществляется по Планам, утверждаемым ЭЭС СНГ.

4.2. Заседания Рабочих групп проводятся не реже 2 раз в год.

4.3. Заседания Рабочих групп проводятся в очной и заочной формах. Допускается проведение заседаний Рабочих групп в формате видеоконференций.

Допускается при проведении очного заседания Рабочей группы участие членов Рабочей группы и уполномоченных представителей отдельных государств-участников СНГ в формате видеоконференции, о чем делается соответствующая запись в преамбуле Протокола заседания.

4.4. Очное заседание и заседание в формате видеоконференции правомочно (имеет кворум) в соответствии с Положениями о Рабочих группах по направлениям деятельности.

4.5. Техническое сопровождение заседаний Рабочих групп в формате видеоконференций обеспечивает, как правило, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

4.6. При заочной форме проведения заседания член Рабочей группы или иной уполномоченный представитель государства-участника СНГ участвует в обсуждении и голосовании по вопросам Повестки дня путем заполнения опросных листов.

4.7. Проект Повестки дня заседания формируется Секретариатом по

предложениям профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ, а также членов Рабочей группы.

4.8. Предложения в проект Повестки дня вносятся с проектами документов и материалами, обосновывающими их принятие.

4.9. Рассылка проекта Повестки дня и Программы заседания осуществляется Секретариатом за один месяц до даты заседания. Рассылка материалов заседания осуществляется в сроки, установленные Положениями о Рабочих группах по направлениям деятельности, но не позднее 10 рабочих дней до даты заседания.

При проведении заседаний Рабочих групп в формате видеоконференций Исполнительный комитет ЭЭС СНГ также направляет Инструкцию по работе с сервисом видеоконференций.

4.10. Дата, место и время проведения очередного заседания определяются решением Рабочей группы и должны быть согласованы в письменном порядке с организаторами его проведения, если оно проводится по приглашению профильного министерства (или электроэнергетической компании) государства-участника СНГ.

4.11. Профильное министерство (или электроэнергетическая компания), в государстве которого проводится заседание Рабочей группы, обеспечивает организацию проведения заседания Рабочей группы.

4.12. В случае отсутствия предложений от профильных министерств (или электроэнергетических компаний) государств-участников СНГ об организации проведения очередного заседания, оно проводится в Исполнительном комитете ЭЭС СНГ (г. Москва, Российская Федерация).

## **5. Принятие решений и оформление итоговых документов**

5.1. Решения Рабочей группы принимаются на заседании Рабочей группы.

5.2. Каждое государство-участник СНГ, имеющее члена или уполномоченных представителей в Рабочей группе, обладает правом одного голоса.

5.3. Приглашенные представители электроэнергетических компаний государств-участников СНГ, интеграционных объединений, участниками которых являются государства Содружества, международных организаций, а также другие международные эксперты могут участвовать в обсуждении вопросов, но не обладают правом голоса при принятии решений.

5.4. Решение Рабочей группы принимается простым большинством голосов.

5.5. Члены Рабочей группы, не согласные с решением, могут выразить особое мнение, которое вносится в Протокол заседания.

5.6. Заявление любого члена Рабочей группы о незаинтересованности в обсуждаемом вопросе не должно рассматриваться как препятствие для принятия решения.

5.7. Решение Рабочей группы, непосредственно затрагивающее интересы какого-либо государства-участника СНГ, не может приниматься в отсутствие его члена или уполномоченного представителя.

5.8. Секретариатом по итогам заседания Рабочей группы оформляется Протокол.

5.9. Протокол очного заседания подписывается Руководителем Рабочей

группы, членами Рабочей группы или уполномоченными представителями государств-участников СНГ и утверждается Председателем Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

При участии в очном заседании членов Рабочей группы, уполномоченных представителей отдельных государств-участников СНГ в формате видеоконференции, вместо их подписи в Протоколе заседания проставляется запись об участии в формате видеоконференции.

5.10. При проведении заседания Рабочей группы в формате видеоконференции Протокол заседания подписывается Руководителем Рабочей группы и утверждается Председателем Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

5.11. При проведении заседания Рабочей группы в заочной форме Секретариат рассылает опросные листы по проекту Повестки дня и каждому вопросу с соответствующими материалами и проектами решений в сроки, указанные в пункте 4.9. настоящего Положения.

5.12. Член Рабочей группы или уполномоченный представитель государства-участника СНГ участвует в голосовании по вопросам Повестки дня путем заполнения опросных листов (с указанием «за», «против», «воздержался») и, при необходимости, с разъяснением своей позиции.

5.13. Заполненные и подписанные опросные листы направляются в Исполнительный комитет ЭЭС СНГ в установленные сроки.

5.14. Протокол заочного заседания подписывается Руководителем Рабочей группы и утверждается Председателем Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

5.15. Копии Протокола рассылаются профильным министерствам и электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ, а также членам Рабочей группы.

5.16. Государства-участники СНГ, представители которых не участвовали в заседании Рабочей группы, могут присоединиться к Протоколу заседания путем письменного уведомления, направленного в Исполнительный комитет ЭЭС СНГ.

## **6. Права Рабочих групп**

6.1. Для выполнения своих задач Рабочие группы имеют право:

- запрашивать у профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ необходимую информацию;
- разрабатывать проекты документов и вносить их на рассмотрение ЭЭС СНГ;
- разрабатывать предложения и рекомендации по вопросам, отнесенным к их компетенции.

## **7. Права и обязанности члена Рабочей группы**

7.1. Член Рабочей группы имеет право:

- участвовать в деятельности Рабочей группы в соответствии с настоящим Положением и иными документами, регламентирующими деятельность Рабочей группы;
- координировать взаимодействие Рабочей группы с профильным министерством и электроэнергетической компанией государства-участника СНГ, делегировавшими его в состав Рабочей группы;

- получать информацию о деятельности Рабочей группы;
- вносить на рассмотрение Рабочей группы предложения и проекты документов в части компетенции Рабочей группы;
- выдвигать кандидатуры на пост Руководителя и Заместителя Руководителя Рабочей группы.

#### 7.2. Руководители Рабочих групп:

- организуют деятельность Рабочих групп;
- проводят заседания Рабочих групп;
- представляют Рабочие группы на заседаниях ЭЭС СНГ;
- представляют на утверждение ЭЭС СНГ проекты Планов работы Рабочих групп, а после их утверждения организуют и координируют их выполнение;
- представляют ЭЭС СНГ результаты деятельности Рабочих групп (отчеты, протоколы, рекомендации, предложения и т.п.);
- отвечают на запросы ЭЭС СНГ, а также профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ, связанные с деятельностью Рабочих групп;
- представляют Рабочие группы на международных конференциях, семинарах, круглых столах и других мероприятиях.

7.3. Заместители Руководителей Рабочих групп заменяют Руководителей Рабочих групп в случае их отсутствия.

#### 7.4. Секретариаты Рабочих групп:

- организуют приглашение членов Рабочих групп и других участников заседаний;
- совместно с работниками профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ, в которых намечено проведение заседаний, подготавливают необходимые условия для заседаний Рабочих групп;
- в ходе заседаний Рабочих групп организуют регистрацию предложений, поступающих от его участников, а по итогам заседаний оформляют Протокол.

### **8. Порядок и источники финансирования деятельности**

8.1. Затраты на деятельность Рабочих групп на предстоящий год предусматриваются в Смете доходов и расходов на финансирование деятельности ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета.

8.2. Командировочные расходы участвующих в заседаниях членов Рабочих групп, уполномоченных представителей государств – участников СНГ и приглашенных оплачиваются организациями, которые они представляют.

### **9. Заключительные положения**

9.1. Оригинал Положения, утвержденный ЭЭС СНГ, хранится в Исполнительном комитете, который направляет профильным министерствам и электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ официально заверенные копии.

9.2. Рабочим языком Рабочих групп является русский язык.

**УТВЕРЖДЕНЫ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 57 от 25 декабря 2020 года

**Изменения  
в Положение о Рабочей группе  
«Обновление и гармонизация нормативно-технической базы  
регулирующего электроэнергетики в рамках СНГ»**

В связи с возложением на Рабочую группу «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ» дополнительных задач и функций в части цифровой трансформации электроэнергетики внести в Положение о Рабочей группе «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ», утвержденное Решением Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол № 51 от 4 ноября 2017 года), следующие изменения:

1. В п.п. 2.1.1.:

1.1. Абзац первый изложить в следующей редакции:

«разработка и внесение в установленном порядке на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ рекомендаций, справок и других материалов в области технического регулирования и межгосударственной стандартизации в сфере электроэнергетики, а также цифровой трансформации электроэнергетики».

1.2. Абзац третий изложить в следующей редакции:

«координация деятельности рабочих групп и других структур Электроэнергетического Совета СНГ в области технического регулирования и межгосударственной стандартизации в сфере электроэнергетики, а также цифровой трансформации электроэнергетики».

2. В п. 2.2.:

2.1. п.п. 2.2.8. изложить в следующей редакции:

«участие в формировании словаря терминов, разрабатываемого в рамках Электроэнергетического Совета СНГ в области технического регулирования, межгосударственной стандартизации и цифровой трансформации электроэнергетики государств – участников СНГ».

2.2. Дополнить п.п. 2.2.10. следующего содержания:

«разработка сводных материалов в области цифровой трансформации электроэнергетики».

2.3. Дополнить п.п. 2.2.11. следующего содержания:

«участие в семинарах, конференциях, круглых столах по вопросам технического регулирования и межгосударственной стандартизации в сфере электроэнергетики, а также цифровой трансформации электроэнергетики».

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	Протокол № 57 заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств от 25 декабря 2020 года.....	1
2.	Приложения № 1 – 13 к Протоколу № 57 заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств от 25 декабря 2020 года.....	29
3.	<u>Приложение 1.</u> Информация «Развитие электроэнергетики в Республике Казахстан: введение рынка мощности. Перспектива строительства новых станций, модернизация, реконструкция действующих генерирующих мощностей в Республике Казахстан».....	31
4.	<u>Приложение 2.</u> Обзор «Перспективно-стратегическое планирование в электроэнергетике государств-участников СНГ».....	35
5.	<u>Приложение 3.</u> Стратегия сотрудничества государств-участников СНГ в электроэнергетике до 2030 года и План мероприятий по ее выполнению .....	93
6.	<u>Приложение 4.</u> План мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2021 год .....	133
7.	<u>Приложение 5.</u> Смета доходов и расходов на финансирование деятельности ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета на 2021 год.....	141
8.	<u>Приложение 6.</u> Рекомендации по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям.....	145
9.	<u>Приложение 7.</u> Методические рекомендации по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий.....	295
10.	<u>Приложение 8.</u> Методические рекомендации по проведению соревнований профессионального мастерства среди персонала тепловых и гидравлических электрических станций .....	331
11.	<u>Приложение 9.</u> Методических рекомендаций по работе с персоналом в организациях электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ .....	405
12.	<u>Приложение 10.</u> Юбилейный Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ, посвященный 100-летию Плана ГОЭЛРО .....	467
13.	<u>Приложение 11.</u> Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Международным агентством по возобновляемым источникам энергии	575



14. <u>Приложение 12.</u>	
Новая редакция Положения о Рабочих группах Электроэнергетического Совета СНГ .....	579
15. <u>Приложение 13.</u>	
Изменения в Положение о Рабочей группе «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ».....	585
16. Оглавление.....	586