

Электроэнергетический Совет
Содружества Независимых Государств

Утверждаю

Председатель Исполнительного комитета
Электроэнергетического Совета СНГ

_____ И.А. Кузько

ПРОТОКОЛ

4-го заседания

Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ

г. Москва

1 октября 2020 года

В заседании Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ в формате видеоконференции участвовали представители профильных министерств, электроэнергетических компаний и организаций Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Республики Узбекистан, Исполнительного комитета СНГ, представители ЕЭК ЕАЭС, Межгосударственного экологического совета государств-участников СНГ, ЭСКАТО ООН, ЕЭК ООН и сотрудники Исполнительного комитета ЭЭС СНГ. Список участников заседания представлен в Приложении 1.

Открыла заседание Петрова Н.А., Заместитель Председателя Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

Вел заседание Сапаров М.И., Руководитель Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ.

Участники приняли Повестку дня 4-го заседания Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ (Приложение 2).

Участники заседания приняли к сведению информацию Директора Департамента экологии, энергоэффективности и ВИЭ Исполнительного комитета ЭЭС СНГ Рахимова А.С. об исполнении решений Протокола 3-го заседания Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ от 15 мая 2020 года.

По результатам рассмотрения включенных в Повестку дня заседания Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ вопросов участники приняли следующие решения:

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

Выступили: Сапаров М.И., Фараджуллаева Н., Кешишян В., Мальцева Н.М., Скальчук А.В., Абулгазин Д., Дейнего И.В., Беков К.Н., Джамакеева А.Д., Магдыл Н., Сипливец П.А., Агафонов А.В., Фаткуллин Р.М., Алешин А.Е., Самадова Ш., Аббасов А.А, Самсонов Г.Л., Тулинов С.Г., Бадакер В., Петрова Н.А., Рахимов А.С., Ермоленко Г.В.

Участники заседания решили:

1.1. Принять к сведению информацию Руководителя Рабочей группы по вопросу.

1.2. Одобрить, в основном, с учетом поступивших предложений и замечаний государств-участников СНГ и состоявшегося обсуждения проект юбилейного Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ, посвященного 100-летию Плана ГОЭЛРО (Приложение 3) и внести его на рассмотрение 57-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

1.3. Просить представителей государств-участников СНГ представить до 12 октября 2020 года окончательную информацию для включения в проект юбилейного Сводного отчета, в том числе по разделу теплоэнергетика.

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

1.5. Рабочей группе 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.

2. О разработке проекта Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2019-2020 гг. и о внесении предложений по его дополнительному наполнению.

Выступили: Сапаров М.И., Рахимов А.С.

Участники заседания решили:

2.1. Принять к сведению информацию Руководителя Рабочей группы по вопросу.

2.2. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ подготовить первую редакцию проекта Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ

за 2019-2020 гг. и внести его на рассмотрение очередного заседания Рабочей группы.

2.3. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ запросить в профильных министерствах и электроэнергетических компаниях государств-участников СНГ предложения по дополнительному наполнению проекта Сводного отчета.

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

Выступили: *Петрова Н.А., Сапаров М.И., Рахимов А.С., Ермоленко Г.В.*

Участники заседания решили:

3.1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета ЭЭС СНГ по вопросу.

3.2. Одобрить проект Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Международным агентством по возобновляемым источникам энергии (Приложение 4).

3.3. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ внести проект Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Международным агентством по возобновляемым источникам энергии на рассмотрение 57-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

4. О проекте Справки о ходе реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и Плана первоочередных мероприятий по ее реализации за 2019-2020 годы.

Выступили: *Рахимов А.С., Петрова Н.А., Сапаров М.И.*

Участники заседания решили:

4.1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета ЭЭС СНГ по вопросу.

4.2. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ продолжить работу по наполнению Справки о ходе реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии.

5. О дате и месте проведения очередного заседания Рабочей группы.

Выступили: *Петрова Н.А., Рахимов А.С.*

Участники заседания решили:

5.1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета ЭЭС СНГ по вопросу.

5.2. Провести очередное заседание Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ в Москве в апреле 2021 года.

6. О подписании Протокола.

Выступили: Петрова Н.А., Рахимов А.С.

Участники заседания решили:

6.1. Поручить подписать настоящий Протокол Руководителю Рабочей группы Сапарову М.И.

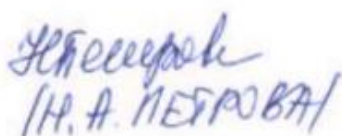
Настоящий Протокол совершен в одном подлинном экземпляре на русском языке, который хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ. Исполнительный комитет ЭЭС СНГ направит каждому государству - члену Электроэнергетического Совета СНГ, Исполнительному комитету СНГ, Межгосударственному экологическому совету государств-участников СНГ, ЕЭК ЕАЭС, ЭСКАТО ООН, ЕЭК ООН, членам Рабочей группы, его заверенную копию.


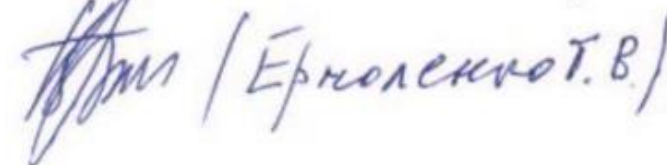
**Руководитель Рабочей группы
по экологии, энергоэффективности и
ВИЭ**



М.И. Сапаров

От Исполнительного комитета ЭЭС СНГ


Н.А. ПЕТРОВА

 /Рахимов А.С./
 (Ермоленко Е.В.)

СПИСОК УЧАСТНИКОВ
4-го онлайн-заседания Рабочей группы по экологии,
энергоэффективности и ВИЭ

1 октября 2020 года

г. Москва

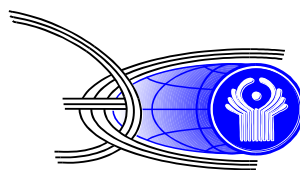
№ п/п	Страна	Фамилии И.О.	Организация, должность
1.	Азербайджанская Республика	Фараджуллаева Нурангиз	Министерство энергетики
2.	Республика Армения	Кешишян Виктория	Начальник Отдела возобновляемой энергетики Управления энергетики Министерства территориального управления и инфраструктур
3.		Айдинян Марина	Главный специалист Управления стратегической политики Министерства территориального управления и инфраструктур
4.		Асатрян Карен	Директор Фонда возобновляемой энергетики и энергосбережения
5.		Тер-Габриелян Грант	Начальник инженерной группы Фонда возобновляемой энергетики и энергосбережения
6.	Республика Беларусь	Мальцева Наталья Михайловна	Консультант Управления энергоэффективности, экологии и науки Министерства энергетики

7.		Скальчук Анастасия Владимировна	Консультант Управления энергоэффективности, экологии и науки Министерства энергетики
8.	Республика Казахстан	Абулгазин Диас	Главный эксперт Департамента ВИЭ Министерства энергетики
9.		Шалбаев Ерлан Дуйсенович	директор Производственно- технологического департамента АО «KEGOC»
10.		Дейнего Иван Васильевич	Менеджер отдела управления НИОКР и энергоэффективностью Производственно- технологического департамента АО «KEGOC»
11.		Абатова Ханзада Нуркасиевна	Главный специалист отдела управления НИОКР и энергоэффективностью Производственно- технологического департамента АО «KEGOC»
12.	Кыргызская Республика	Беков Кубаныч Нияз-Маматович	Начальник управления стратегического планирования и человеческими ресурсами ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания»
13.		Турдубаева Бактыгул Амангелдиевна	Ведущий инженер ПТО ОАО «Электрические станции»
14.		Джамакеева Алтын Дюшенбековна	Инженер 2 категории отдела реализации энергии

15.	Республика Молдова	Магдыл Николай	Старший консультант Управления политики в области энергетики Министерства экономики и инфраструктуры
16.	Российская Федерация	Сипливец Павел Александрович	Департамент развития электроэнергетики Министерства энергетики
17.		Агафонов Артем Владимирович	Руководитель проекта Департамента экспертизы новых технологий Управления аудита и технологической экспертизы
18.		Смирнова Светлана Николаевна	ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации
19.		Фаткуллин Рамиль Магафурович	Руководитель Департамента энергоэффективности ПАО «Интер РАО»
20.		Поторочин Дмитрий Николаевич	Заместитель руководителя Департамента оперативного анализа и торговой деятельности Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»
21.		Сорокина Людмила Александровна	Главный эксперт Департамента технической политики Блока производственной деятельности ПАО «Интер РАО»
22.		Данильян Нателла Рафаиловна	Заместитель руководителя Департамента методологии торговой деятельности и взаимодействия с органами власти Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»

23.		Алешин Александр Евгеньевич	Заместитель Директора Филиала ПАО «Россети» - Центра технического надзора
24.	Республика Таджикистан	Самадова Шоира	Ведущий экономист Производственно- технической службы и МГЭС Департамента «Распределительных электрических сетей» ОАХК «Барки Точик»
25.	Республика Узбекистан	Аббасов Акмалхон Акбархонович	Начальник Управления по развитию использования ВИЭ Министерства энергетики
26.		Бегалиев Ильхомджон Махмудович	Начальник Главного управления эксплуатации магистральных сетей стратегического развития АО «НЭС Узбекистана»
27.		Джураев Зафар Дадажонович	Начальник Управления стратегического развития и стандартизации АО «НЭС Узбекистана»
28.		Бобоев Музаффар Комилджонович	Начальник Национального диспетчерского центра АО «НЭС Узбекистана»
29.	Исполнительный комитет СНГ	Валевич Елена Владимировна	Советник департамента экономического сотрудничества
30.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ	Петрова Нина Алексеевна	Заместитель Председателя
31.		Рахимов Азамат Сухробович	Директор Департамента экологии, энергоэффективности и ВИЭ
32.		Блинова Людмила Ивановна	Помощник Председателя
33.		Ермоленко Георгий Викторович	Заместитель руководителя Рабочей группы

34.		Владиминова Наталья Юрьевна	Заместитель начальника отдела информационного и программно- технического обеспечения
35.	Межгосударственный Экологический совет государств - участников СНГ	Самсонов Георгий Леонидович	Начальник Отдела по сотрудничеству в сфере предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций Департамента по сотрудничеству в сфере безопасности и противодействия новым вызовам и угрозам
36.	Евразийская Экономическая Комиссия	Гараева Камила Надыровна	Советник отдела развития торговли энергоресурсами Департамента энергетики
37.	Экономическая и социальная комиссия для Азии и Тихого океана (Бангкок, Таиланд)	Тулинов Сергей Георгиевич	Отдел энергетики
38.	Европейская Экономическая Комиссия ООН (Женева, Швейцария)	Бадакер Виктор	Отдел устойчивой энергетики
39.	АО «ЭНИН» им. Кржижановского (Российская Федерация)	Сапаров Михаил Исаевич	Руководитель Рабочей группы – Заведующий Отделением энергоэффективности и экологии в электроэнергетике



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СОВЕТ СНГ

ЮБИЛЕЙНОЕ ИЗДАНИЕ СВОДНОГО ОТЧЕТА

**ПО КЛЮЧЕВЫМ ВОПРОСАМ
ЭКОЛОГИИ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ВИЭ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ СТРАН СНГ**

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

От ЭЭС СНГ, ЕАЭС,

Исполнители от государств-участников СНГ:

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	-	Минэнерго России, ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
Республика Таджикистан	-	Министерство энергетики и водных ресурсов, ОАХК «Барки Точик»
Туркменистан	-	Министерство энергетики
Республика Узбекистан	-	Министерство энергетики

Благодарности

Содержание

Сокращения и обозначения.....	8
Единицы измерения.....	8
Предисловие от ЭЭС СНГ.....	9
Предисловие от ЕЭК ООН.....	10
1 Правовое регулирование отношений государств - участников СНГ в сфере электроэнергетики	11
1.1 Основные нормативные правовые акты, регламентирующие координацию и сотрудничество государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики.....	11
1.2 Меморандумы и соглашения ЭЭС СНГ с международными и национальными организациями	12
1.3 Уполномоченные органы в странах СНГ по вопросам электроэнергетики, энергоэффективности и ВИЭ	13
1.4 Уполномоченные органы в странах СНГ по вопросам экологии и климата.....	15
2 Современное состояние и основные показатели электроэнергетики государств-участников СНГ.....	16
2.1 Основные национальные нормативные правовые акты регламентирующие функционирование электроэнергетики	16
2.2 Сводные данные о динамике установленной мощности электростанций и производстве электроэнергии в государствах-участниках СНГ в период с 01.01.1990 г. по 01.01.2020 г.	17
2.3 Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики стран СНГ	19
Азербайджанская Республика	19
Республика Армения	20
Республика Беларусь	21
Республика Казахстан	22
Кыргызская Республика.....	23
Республика Молдова	24
Российская Федерация	25
Республика Таджикистан.....	26
Туркменистан.....	27
Республика Узбекистан.....	28
2.4 Актуальные обзоры и отчёты о функционировании электроэнергетики	29
3 Энергоэффективность и энергосбережение.....	30
3.1 Основные нормативные правовые акты.....	30
3.2 Динамика удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии на электростанциях и потерь электроэнергии в электрических сетях государств-участников СНГ.....	31
3.3 Передовой опыт и примеры наилучшей практики	33
3.3.1 Республика Беларусь	33
3.3.2 Российская Федерация	37
3.3.3 Республика Казахстан	44

3.4	Актуальные обзоры и доклады по вопросам энергоэффективности и энергосбережения	46
4	Использование возобновляемых источников энергии	47
4.1	Основные этапы реализации научно-технической политики в области ВИЭ в СССР и государств-участников СНГ	47
4.2	Законодательство и механизмы поддержки внедрения ВИЭ	49
4.2.1	Законодательство ВИЭ.....	49
4.2.2	Механизмы поддержки проектов ВИЭ	50
4.3	Современное состояние и примеры наилучшей практики развития ВИЭ.....	51
4.3.1	Республика Армения	54
4.3.2	Республика Беларусь	55
4.3.3	Республика Казахстан	56
4.3.4	Российская Федерация	63
4.3.5	Республика Узбекистан.....	69
4.4	Актуальные обзоры и доклады по ВИЭ.....	70
4.4.1	Международные обзоры и доклады по ВИЭ	70
4.4.2	Обзоры и доклады по ВИЭ государств-участников СНГ.....	71
4.5	Анализ мирового опыта развития ВИЭ: основные выводы.....	72
5	Экология.....	76
5.1	Модельные кодексы и законы в области охраны окружающей среды	76
5.2	Документы стран СНГ, в которых содержатся нормативно-правовые акты по экологии.....	77
5.3	Отчеты, разработанные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ и принятые Электроэнергетическим Советом СНГ	78
5.4	Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии	79
5.5	Основные принципы перехода ТЭС на НДТ	81
6	Изменение климата	82
6.1	Долгосрочные цели ограничения антропогенных выбросов парниковых газов принятые государствами-участниками СНГ в рамках Парижского соглашения по климату	82
6.2	Динамика выбросов CO ₂ при сжигании органического топлива в государствах – участниках СНГ	84
6.3	Актуальные доклады и национальные сообщения государств-участников СНГ	88
7	Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития.....	89
7.1	Стратегические документы, определяющие развитие отрасли государств-участников СНГ	89
7.2	Развитие национальной энергосистемы (планы модернизации и строительства объектов электроэнергетики, целевые показатели, создание/совершенствование рынка электроэнергии и соответствующей нормативной базы).....	91
7.2.1	Республика Армения	91

7.2.2 Республика Беларусь	97
7.2.3. Республика Узбекистан.....	102
8. Ресурсное обеспечение трансформации энергетических систем в государствах – участниках СНГ	107
8.1 Предприятия и оборудование машиностроительного комплекса стран СНГ	107
Республика Беларусь	107
Российская Федерация	107
Республика Узбекистан.....	108
8.2 Научно-техническое обеспечение электроэнергетики	109
Республика Беларусь	109
Российская Федерация	109
8.3 Формирование бизнес среды трансформации энергосистем (союзы, некоммерческие партнерства, агентства, финансовые институты, ассоциации).....	109
8.4 Профессиональная подготовка (обучение), повышение квалификации и переподготовка персонала в сфере электроэнергетики.....	110
Азербайджанская Республика	110
Республика Армения	110
Республика Беларусь	110
Республика Казахстан	110
Кыргызская Республика.....	111
Российская Федерация	112
Республика Таджикистан.....	112
Республика Узбекистан.....	112
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	113

Список таблиц

- Таблица 2.1 – Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ с 01.01.1990 по 01.01.2020 г, 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 гг.
- Таблица 3.2 – Расход электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 1995 по 2019 гг., млрд кВт·ч
- Таблица 3.3 – Относительные расходы электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 1995 по 2019 гг., %
- Таблица 3.4 – Задания по экономии ТЭР в соответствии с Государственной программой «Энергосбережение»
- Таблица 3.5 – Регионы присутствия и установленная мощность генерирующих активов Группы «Интер РАО» в Российской Федерации
- Таблица 3.6 – Вводы в эксплуатацию нового генерирующего оборудования
- Таблица 3.7 – Сравнение показателей групп оборудования ПГУ и ПСУ
- Таблица 3.8 – Примеры модернизации типовых энергоблоков и достигнутые эффекты
- Таблица 3.9 – Регулируемые приводы (гидромолоты и ЧРП), установленные на питательных электронасосах
- Таблица 6.1 – Валовой выброс CO₂ при сжигании органического топлива (уголь, газ, мазут), млн т
- Таблица 6.2 – Выбросы CO₂ при сжигании угля в государствах – участниках СНГ, млн т
- Таблица 6.3 – Выбросы CO₂ при сжигании жидкого топлива (мазута) в государствах – участниках СНГ, млн т
- Таблица 6.4 – Выбросы CO₂ при сжигании газа в государствах – участниках СНГ, млн т
- Таблица 7.1 – СКРМ, намеченные к установке на ПС 330 кВ

Список рисунков

- Рисунок 2.1 – Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ с 01.01.1992 по 01.01.2020 г, 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 развития ВИЭ в Республике Беларусь
- Рисунок 6.1 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании органического топлива в странах СНГ, млн т
- Рисунок 6.2 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании угля в странах СНГ, млн т
- Рисунок 6.3 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании жидкого топлива (мазута) в странах СНГ, млн т.
- Рисунок 6.4 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании газа в странах СНГ, млн т
- Рисунок 6.5 – Доля производства электроэнергии на «безуглеродных» источниках энергии (ГЭС, АЭС, ВИЭ) в электроэнергетике стран СНГ, %
- Рисунок 6.6 – Доля установленной мощности ТЭС, работающих на «низкоуглеродном» (газ) топливе в электроэнергетике стран СНГ, %
- Рисунок 7.1 – Рост установленной мощности ГЭС в 2018-2030 гг., МВт
- Рисунок 7.2 – Структура генерации на основе ВИЭ к 2030 г., МВт
- Рисунок 7.3 – Изменение установленной мощности 2019-2030 гг., МВт
- Рисунок 7.4 – Динамика средневзвешенных цен вновь введенных мощностей, 2010-2018 гг.
- Рисунок 7.5 – Типовые сферы применения различных технологий хранения энергии

Сокращения и обозначения

ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ТЭС	–	тепловые электрические станции
АЭС	–	атомные электрические станции
ГЭС	–	гидроэлектростанция
СЭС	–	солнечная электростанция
ВЭС	–	ветряная электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ПГ	–	парниковые газы
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ЭЭС СНГ	–	Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
ООН	–	организация Объединенных Наций
ЕС	–	Европейский союз
ЕЭК	–	Европейская экономическая комиссия
СНГ	–	Содружество Независимых Государств
МПА СНГ	–	Межпарламентская Ассамблея государств – участников СНГ

Единицы измерения

Предисловие от ЭЭС СНГ

Предисловие от ЕЭК ООН

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 в области охраны окружающей среды государств – участников Содружества Независимых Государств 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 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 Плана 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 Еврэлэлектрик и ЭЭС 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 сотрудничестве между Евразийской экономической комиссией и Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств от 02 ноября 2018 года
Меморандум о сотрудничестве между IRENA и Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств от
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
Соглашение о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Межгосударственным экологическим советом государств - участников Содружества Независимых Государств от 24 октября 2014 года

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 1.2

1.3 Уполномоченные органы в странах СНГ по вопросам электроэнергетики, энергоэффективности и ВИЭ

Государства – участники СНГ	Электроэнергетика	Энергоэффективность	ВИЭ
	Минэнерго, http://www.minenergy.gov.az	Минэнерго, http://www.minenergy.gov.az	Минэнерго, http://www.minenergy.gov.az
	Министерство энергетических инфраструктур и природных ресурсов, http://mtad.am/ru/	Министерство энергетических инфраструктур и природных ресурсов, http://mtad.am/ru/	Министерство энергетических инфраструктур и природных ресурсов, http://mtad.am/ru/
	Минэнерго, https://minenergo.gov.by	Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь, http://energoeffekt.gov.by/	Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь, http://energoeffekt.gov.by/
	Минэнерго, https://energo.gov.kz	Министерство индустрии и инфраструктурного развития, https://www.miid.gov.kz	Минэнерго, https://energo.gov.kz
	Национальный энергохолдинг, http://www.energo.gov.kg	Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования, http://gkpen.kg	Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования, http://gkpen.kg
	Министерство экономики и инфраструктуры, http://mei.gov.md	Министерство экономики и инфраструктуры, http://mei.gov.md	Министерство экономики и инфраструктуры, http://mec.gov.md
	Минэнерго, https://minenergo.gov.ru/	Минэнерго, https://minenergo.gov.ru/ Минэкономразвития, https://www.economy.gov.ru/	Минэнерго, https://minenergo.gov.ru/ Минпромторг, https://minpromtorg.gov.ru/
	Министерство энергетики и водных ресурсов, https://www.mewr.tj/	Министерство энергетики и водных ресурсов, https://www.mewr.tj/	Министерство энергетики и водных ресурсов, https://www.mewr.tj/
	Минэнерго, http://minenergo.gov.tm/	Минэнерго, http://minenergo.gov.tm/	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды, http://www.minagri.gov.tm/
	Минэнерго, https://minenergy.uz/	Минэнерго, https://minenergy.uz/	Минэнерго, https://minenergy.uz/

1.4 Уполномоченные органы в странах СНГ по вопросам экологии и климата

Государства – участники СНГ	Экология	Климат
	Министерство Экологии и Природных Ресурсов, http://eco.gov.az	Министерство Экологии и Природных Ресурсов, http://eco.gov.az
	Министерство окружающей среды http://www.mnp.am/	Министерство окружающей среды, http://www.mnp.am/
	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды, http://minpriroda.gov.by	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды, http://minpriroda.gov.by/
	Министерство экологии, геологии и природных ресурсов, https://www.gov.kz/memleket/entities/ecoge	Министерство экологии, геологии и природных ресурсов, https://www.gov.kz/memleket/entities/ecoge
	Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства, http://ecology.gov.kg/	Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства, http://ecology.gov.kg/
	Министерство сельского хозяйства, регионального развития и окружающей среды, http://www.madrm.gov.md/	Министерство сельского хозяйства, регионального развития и окружающей среды, http://www.madrm.gov.md/
	Министерство природных ресурсов и экологии, https://www.mnr.gov.ru/	Минэкономразвития, https://www.economy.gov.ru/
	Министерство энергетики и водных ресурсов, https://www.mewr.tj/	Министерство энергетики и водных ресурсов, https://www.mewr.tj/
	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды, http://www.minagri.gov.tm/	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды, http://www.minagri.gov.tm/
	Государственный комитет по экологии и охране окружающей среды, http://www.uznature.uz/ Центр гидрометеорологической службы РУ (Узгидромет), http://www.meteo.uz/	Государственный комитет по экологии и охране окружающей среды, http://www.uznature.uz/ Центр гидрометеорологической службы РУ (Узгидромет), http://www.meteo.uz/

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 г. № 459-IQ (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.05.2019 г.) Закон Азербайджанской Республики «Об использовании энергетических ресурсов» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14.04.2017 г.)
	Республика Армения	Закон Республики Армения «Об энергетике» от 21.03.2001 г. № ЗР-148 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.02.2020 г.) Концепция национальной энергетической безопасности Армении, 2013 год
	Республика Беларусь	Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь Утверждена Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 г. № 1084 Закон Республики Беларусь «Об использовании атомной энергии» от 30.07.2008 г. № 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
	Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 09.07.2004 г. № 588 (по состоянию на 29.06.2020г.)
	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 г. № 7
	Республика Молдова	Закон Республики Молдова от 21.09.2017 года № 174 «Об энергетике» Закон Республики Молдова от 27.05.2016 года №107 «Об электроэнергии»
	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 г. № 216 Федеральный закон Российской Федерации «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ
	Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан от 29.11.2000 г. № 33 «Об энергетике»
	Туркменистан	Закон Туркменистана «Об электроэнергетике», август 2014г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2019 г.)
	Республика Узбекистан	Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» от 30.09.2009 г.

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 г. по 01.01.2020 г.

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	
Республика Армения	2800	3185	3190	3207	3522	3523,8	3314
Республика Беларусь	6828,4	7292,2	7838	8024	8426,7	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	213300	214900	204600	210500	220290	243188	
Республика Таджикистан	4449	4413	4424	4355	5024	5346,47	6406,47*
Туркменистан	2461	2529	2652	2931	4104,2	5179	
Республика Узбекистан	11170	11583	11583	12359	12474	15945,7	15100
ВСЕГО	269168,7	273394,5	264471	272399	286469,9	318060,37	

* С учетом Рогунской ГЭС

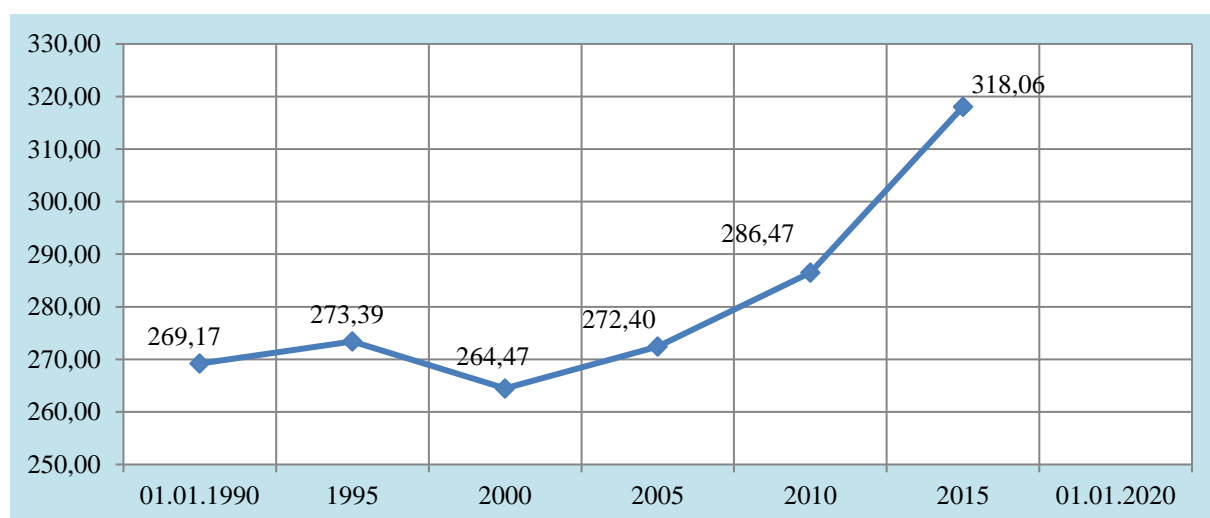


Рисунок 2.1– Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах – участниках СНГ с 01.01.1992 по 01.01.2020 г, ГВт

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	
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	87,4	66,7	51,6	67,6	82,3	90,7	
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	1082	860	877,8	935,6	1025,4	1049,9	
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	
Республика Узбекистан	56,3	47,4	46,9	47,6	51,94	58,94	63,5
ВСЕГО	1360,6	1064,8	1069,6	1158,9	1269,6	1321,9	

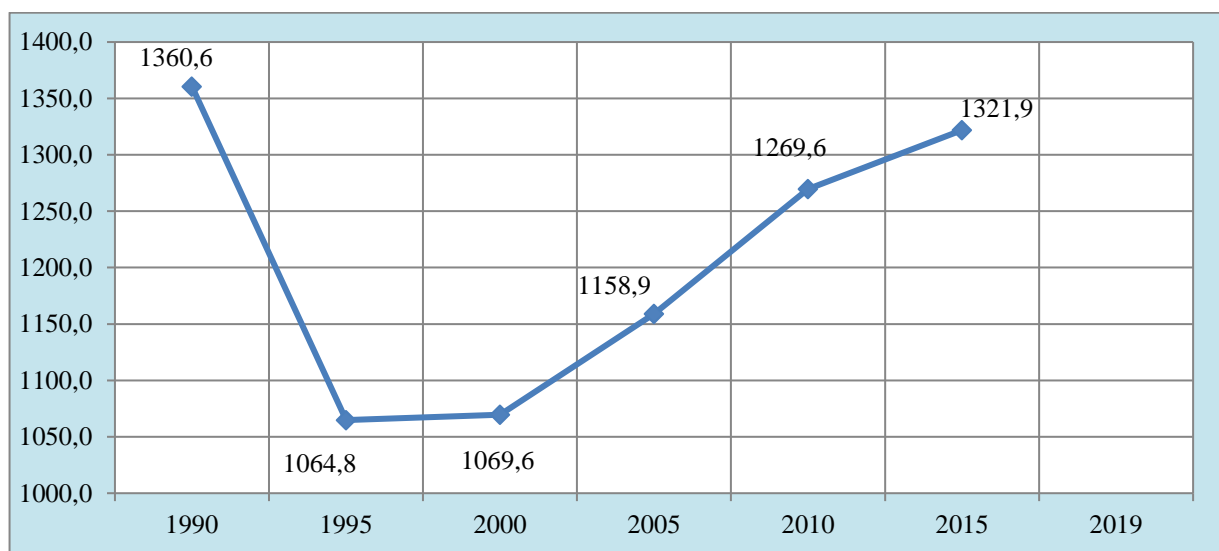


Рисунок 2.2 – Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд кВт·ч

2.3 Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики стран СНГ

Азербайджанская Республика

	<p>Энергосистема Азербайджанской Республики 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 «Азэнерджи». На территории Нахичеванской Автономной Республики распределение электроэнергии осуществляет Агентство по энергетике Нахичеванской АР.</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2019 г общая установленная мощность генерирующих источников Азербайджана составляла 7141,4 МВт, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электростанций ОАО «Азэнерджи» («Azerenergy» ASC) – 6053,3 МВт или 84,8 %, – электростанций Нахичеванской Автономной Республики – 241,9 МВт или 3,4 %, – независимых генерирующих источников - 846,2 МВт или 11,8 %.
	<p>В Республике функционируют 33 электростанции, из них:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 14 ТЭС общей установленной мощностью – 5432,8 МВт; – 11 ГЭС общей установленной мощностью - 1157,5 МВт; – 7 малых ГЭС общей установленной мощностью – 14.462 МВт; – 1 СЭС установленной мощностью – 22 МВт.
	<p>В соответствии с Распоряжением главы государства от 05.12. 2019 года «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 предварительные предложения по усилению сети и интеграции ВИЭ в энергосистему.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. 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 ведение ОАО «Азэнерджи» находятся межгосударственные ЛЭП, системообразующие и питающие. Распределение электрической энергии осуществляет ОАО «Азеришyg».</p>

Республика Армения

	<p>Энергосистема Республики Армения. 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». Энергетический сектор Армении характеризуется как хорошо сбалансированная и эффективно функционирующая система. В общем балансе электроэнергии доли выработки электроэнергии на АЭС, ТЭС и станциях, работающих на крупных ГЭС и ВИЭ примерно одинаковы.</p>
	<p>Энергетический сектор Армении характеризуется как хорошо сбалансированная и эффективно функционирующая система. В общем балансе электроэнергии для внутреннего потребления доли выработки электроэнергии на АЭС, ТЭС и станциях, работающих на возобновляемых источниках, приблизительно одинаковы.</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2020 г. общая установленная мощность генерирующих источников Армении составляла 3636 МВт В Республике функционируют 217 энергогенерирующих источников, в том числе: 4 ТЭС общей установленной мощностью –2433 МВт.</p>
	<p>ТЭС могут работать на двух видах топлива - природном газе и/или мазуте. Установленная мощность Разданской ТЭС составляет 1110 МВт, Ереван ТЭЦ - 550 МВт, Раздан ТЭС - 445 МВт, и энергоблока комбинированного (парогазового) цикла (ПГУ) на Ереванской ТЭС - 242 МВт. Располагаемая тепловая мощность - 1380 МВт).</p>
	<p>10 ГЭС общей установленной мощностью 965,36 МВт. Крупнейшими являются гидроэлектростанции Севано-Разданского каскада суммарной установленной мощностью 561 МВт. 1 АЭС, на которой установлены два реактора типа ВВЭР- 440 общей мощностью 815 МВт, функционирует 1 блок. 189 малых ГЭС, 1 биогазовая ЭС, 3 ветряных ЭС, 13 солнечных ЭС общей установленной мощностью 427 МВт. В стадии строительства находятся 20 солнечных электростанций с установленной мощностью до 5МВт и суммарной мощностью 68.5 МВт. По состоянию 01.01.2020г. 1944 автономные производители с мощностью до 500 кВт подписали договора с ЗАО "Электрические сети Армении" (сумарная мощность около 32.9 МВт), еще 123 автономные производители получили технические условия (сумарная мощность около 5.4 МВт).</p>
	<p>Электросетевой комплекс. 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>Объединённая энергосистема (ОЭС) Республики Беларусь. 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>25 февраля 2020 Правительством утверждена Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года, предусматривающая развитие ОЭС Беларуси в условиях сохранения или выхода из параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины.</p>
 	<p>Генерация. 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"> – 42 ТЭС, включая 3 конденсационные станции – суммарной мощностью 4704 МВт, 14 ТЭЦ более 50 МВт – суммарной мощностью 3856 МВт, – ТЭЦ менее 50 МВт – суммарной мощностью 238 МВт, – мини-ТЭЦ – 42 МВт, – 25 ГЭС суммарной мощностью 88,11 МВт. – 1 ВЭС мощностью 9 МВт.
	<p>Суммарная мощность локальных источников, не входящих в состав ГПО «Белэнерго», составляет 1150,83 МВт, в том числе ВИЭ – 307,9 МВт.</p> <p>Доля блок-станций в общей мощности энергосистемы – 11,4 %.</p> <p>Начиная с 2016 года реализуется комплекс мероприятий, позволяющий эффективно интегрировать строящуюся АЭС мощностью 2400 МВт (2 энергоблока по 1200 МВт) в энергосистему.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. В состав электросетевого комплекса входят:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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; – кабельные линии электропередачи (далее – КЛ) – 40,7 тыс. км; – 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 1 357 ед. трансформаторных подстанций 35-750 кВ и 74 646 ед. трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ. <p>Системообразующая сеть сформирована на напряжении 220-750 кВ.</p>

Республика Казахстан

	<p>Единая энергосистема (ЕЭС) Республики Казахстан. 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 устойчиво, в параллельном режиме с энергосистемами Российской Федерации и стран Центральной Азии (Кыргызстан и Узбекистан).</p>
	<p>Генерация. На 01.01.2020 г. общая установленная мощность электростанций Казахстана составляла 22936 МВт.</p> <p>В Республике Казахстан функционируют свыше 150 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>Деление по видам используемого энергоресурса для производства электроэнергии выглядит следующим образом: на угле – 69,7%; на газе – 20,0%; гидроэлектростанции (без учета малых ГЭС) – 9,0%; возобновляемые источники (в том числе малые ГЭС) – 1,3 %.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. 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 2018 года составили 2,9 млрд кВт·ч, что составляет 6,27% по отношению к отпуску электроэнергии в сеть.</p>

Кыргызская Республика

	<p>Энергосистема Кыргызской Республики 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>Генерация. На 01.01.2020 г. 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"> – Токтогульская – мощностью 1200 МВт; – Курпсайская - мощностью 800 МВт; – Таш-Кумырская - мощностью 450 МВт; – Шамалды-Сайская – мощностью 240 МВт; – Уч-Курганская-мощностью 180 МВт; – Камбар-Атинская 2 - мощностью 120 МВт; – Ат-Башинская – мощностью 40 МВт.
	<p>В Республике работают 2 ТЭЦ суммарной электрической мощностью 862 МВт, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Бишкекская ТЭЦ мощностью 812 МВт на угле и – Ошская ТЭЦ мощностью 50 МВт работающая на мазуте. <p>Девять малых гидроэлектростанций имеют суммарную мощность 40 МВт.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. 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 Республики Таджикистан организованы на напряжении 220-500 кВ.</p>

Республика Молдова

	<p>Энергосистема Республики Молдова. 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>Генерация. На 01.01.2019 г. общая установленная мощность генерирующих источников Молдовы составляла 3057 МВт В Республике Молдова функционируют 17 электростанций, в том числе 13 ТЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Молдавская ГРЭС установленной мощностью 2520 МВт; – Кишинэу ТЭЦ-2 (электрическая мощность 240 МВт, тепловая мощность 1200 Гкал/час); – Кишинэу ТЭЦ-1 (электрическая мощность 66 МВт, тепловая мощность 254 Гкал/час); – ТЭЦ-Nord, Бэлць (электрическая мощность 20,4 МВт, тепловая мощность 200 Гкал/час); – Электростанции принадлежащие заводам по переработке сахара, включая 9 ТЭЦ, (97,5 МВт).
	<ul style="list-style-type: none"> – Дубэсарская ГЭС (48 МВт,); – Костештская ГЭС (16 МВт); - ВИЭ 66 МВт (СЭС – 5 МВт, ВЭС – 37,6 МВт, биогазовые установки –6,3МВт, ГЭС -0,25 МВт.).
	<p>Две ГЭС:</p> <p>Правительство Молдовы поддерживает проект развития парка ветрогенераторов на юге страны мощностью 180 МВт, с вводом в эксплуатацию в 2022 году. Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) работает над организацией проведения в Молдове серии аукционов для крупномасштабных проектов по ВИЭ. В ходе аукционов планируется заключить контракты на 80 МВт ветровой энергии, 25 МВт фотовольтаики и 8 МВт биогаза.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. 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. МВт. 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>Энергосистема Российской Федерации 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>Генерация. На 01.01.2020 общая установленная мощность электростанций России составила ... МВт, в т.ч. ЕЭС России – 246342,45 МВт. В ЕЭС России входит около 863 электростанций мощностью выше 5 МВт.</p> <p>АЭС. 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>ГЭС. 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 87 ГЭС (кроме малых ГЭС) составила 49870,29 (20,24 % от всей мощности ЕЭС России).</p>
	<p>ТЭС. Установленная мощность ТЭС ЕЭС России составила 164612,14 МВт (66,82 % от всей мощности ЕЭС России). Более 90 ГВт (почти 55 % установленной в стране генерирующей мощности ТЭС приходится на когенерационное (ТЭЦ) оборудование. Установленная мощность ПГУ составляет свыше 25 ГВт.</p> <p>ВИЭ. 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>Электросетевой комплекс. 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 до 110 кВ: протяженность линий электропередачи составляет около 2,3 млн км, трансформаторная мощность 480 тыс. подстанций – более 751 ГВА.</p>

Республика Таджикистан

	<p>Электроэнергетическая система Таджикистана 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 (ГБАО), которая работает изолировано (не имеет связи с основной электроэнергетической системой Таджикистана).</p>
	<p>Генерация</p> <p>На 01.01.2020 г. общая установленная мощность энергосистемы Таджикистана составляла 6406,47 МВт (с учетом Рогунской ГЭС). В Республике Таджикистан функционируют свыше 300 энергогенерирующих источников.</p> <p>ГЭС являются основным доступным энергетическим ресурсом и главным источником электричества в Таджикистане. Крупнейшими ГЭС республики являются:</p>
	<ul style="list-style-type: none"> – Нурекская ГЭС на реке Вахш мощностью 3000 МВт; – Байпазинская ГЭС мощностью 600 МВт; – Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт; – Сангтудинская ГЭС-2 мощностью 220 МВт. <p>Кроме того, на реке Вахш успешно функционирует каскад Вахшских ГЭС (Головная, Перепадная, Центральная) общей мощностью 285 МВт;</p> <p>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>ТЭС. В Таджикистане работают две ТЭЦ: Душанбинская (198 МВт), на газе и мазуте, и Душанбинская ТЭЦ-2 (400 МВт), на угле.</p> <p>ВИЭ. 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>Электросетевой комплекс.</p> <p>В объединенной энергосистеме Таджикистана системообразующими являются линии электропередач 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), линии 220 кВ – 1942 км и линии 110 кВ – 3077 км. В систему входят три подстанции 500 кВ, 29 подстанции 220 кВ и 178 подстанции 110 кВ.</p>

Туркменистан

	<p>Энергосистема Туркменистана. 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.</p> <p>Планируется соединение энергоузлов страны через воздушные линии электропередач напряжением 500 кВ в единое целое, создав кольцо между основными энергоузлами, Кроме этого, планируется строительство ЛЭП напряжением 500кВ, что даст возможность выполнить планы экспорта электроэнергии в Иран и Турцию транзитом через Иранскую энергосистему.</p>
	<p>Генерация.</p> <p>На 01.01.2019 г. общая установленная мощность генерирующих источников Туркменистана составляла 5178,4 МВт</p> <p>По данным Министерства энергетики Туркменистана в систему Государственной электроэнергетической корпорации «Туркменэнерго» входят 12 государственных электростанций.</p> <p>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 - Марьйской 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 малых газовых турбин общей мощностью 146,7 МВт мощность электростанции составила 1831,7 МВт. В настоящее время на территории Марьйской ГРЭС ведется строительство газотурбинной электростанции комбинированного цикла мощностью 1574 МВт.</p> <p>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>Электросетевой комплекс. 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>Энергосистема Узбекистана. Государственное регулирование процессов производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии, осуществляет Министерство энергетики Республики Узбекистан, образованное в соответствии с Указом Президента страны от 01.02.2019 г. № 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>Генерация. На 01.01.2020 г. установленная генерирующая мощность республики составляет 15,1 ГВт, из них: ТЭС – 11 тыс. МВт или 84,7 процентов; ГЭС – 1,85 тыс. МВт или 14,3 процента; блок-станции и изолированные станции – более 133 МВт или 1 процент. 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 процентов электрической энергии от общей выработанной внутри республики. Гидроэнергетика включает 42 ГЭС, в том числе 12 крупных, общей мощностью 1,68 ГВт (90,8 процентов от общей мощности ГЭС), 28 МГЭС, общей мощностью 0,25 ГВт (13,5 процентов) 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 1,4 ГВт. Коэффициент использования гидропотенциала республики составляет 27 процентов.</p>
	<p>Электросетевой комплекс. 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
	Азербайджанская Республика			
	Республика Армения	Правительство РА	100 лет энергетике Армении (исторический обзор)	2003
	Республика Беларусь	РУП «БелТЭИ»	Обзор сектора электро- и теплоэнергетики в Республике Беларусь	2018
	Республика Казахстан	Казахстанская ассоциация нефтегазового 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 январь-декабрь 2019 года	2020
		«Центрально-Азиатская Электро-энергетическая Корпорация»	Годовой отчёт	2018
	Кыргызская Республика			
	Республика Молдова	Национальное Агентство по Регулированию в Энергетике	Годовой отчёт	2019
	Российская Федерация	ФГБУ «РЭА» Минэнерго России	Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014-2018 годах	2020
		СО «ЕЭС»	Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году	2020
	Республика Таджикистан			
	Туркменистан			
	Республика Узбекистан			

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 2.4

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 г.
	Республика Беларусь	Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении» № 239-З от 08.01.2015 г.
	Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13.01.2012 г. № 541-IV (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.06.2020 г.)
	Кыргызская Республика	Закон Кыргызской Республики «Об энергосбережении» от 07.07.1998 г. № 88
	Республика Молдова	Закон Республики Молдова «Об энергоэффективности» от 19.07.2018 г. № 139
	Российская Федерация	Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 г. №261-ФЗ
	Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан «Об энергосбережении и энергоэффективности» от 19.09.2013 г. №1018
	Туркменистан	Постановление Президента Туркменистана от 21. 02. 2018 г. «Государственная программа по энергосбережению на 2018- 2024 годы»
	Республика Узбекистан	Закон Республики Узбекистан «О рациональном использовании энергии» от 25.04.1997 г. №412-1 Закон Республики Узбекистан от 14 июля 2020 г. №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 государств-участников СНГ

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	
Республика Армения	н.д.	373	390,7	304,0	285,3	
Республика Беларусь	282,0	274,8	274,6	268,9	235,5	240,7
Республика Казахстан	376,6	385,0	362,2	352,2	382,1	
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	н.д.
Российская Федерация	345,8	341,2	334,3	334,4	322,8	
Республика Таджикистан	375,6	326,6	269,9	440,7	219,7	587,9
Туркменистан	379,3	371,0	439,6	461,6	н.д.	
Республика Узбекистан	362,7	379,5	381,0	379,8	374,9	345,5

Таблица 3.2 – Расход электроэнергии на её транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 1995 по 2019 гг., млрд кВт·ч

Государства – участники СНГ	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Азербайджанская Республика	3,9	3,4	0,93	1,7	0,9	
Республика Армения	2,2	1,5	0,8	0,8	0,82	0,106*
Республика Беларусь	3,6	3,41	3,63	3,77	2,91	2,71
Республика Казахстан	10,2	6,9	2,4	2,3	2,4*	2,869
Кыргызская Республика	2,05	2,38	0,858	0,596	0,703	0,8
Республика Молдова	1,2	н.д.	н.д.	0,14	0,11	0,106
Российская Федерация	83,5	101,6	112,6	104,9	115,0	
Республика Таджикистан	1,8	2,2	2,7	2,32	2,65	3,162
Туркменистан	1,2	1,0	1,69	3,06	н.д.	
Республика Узбекистан	4,14	5,1	8,1	7,59	8,55	9,3

* Показатель отображает относительный расход электроэнергии на её транспорт только по ЗАО «Высоковольтные электрические сети», на балансе которой только электрооборудование 220 кВ и несколько воздушных линий 110 кВ

Таблица 3.3 – Относительные расходы электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в период с 1995 по 2019 гг., %

Государства – участники СНГ	2005	2010	2015	2019
Азербайджанская Республика	4,0	9,3	4,12	
Республика Армения	14,5	12,5	10,7	1,63**
Республика Беларусь	11,08	11,19	9,01	7,69
Республика Казахстан	5,7	5,3	6,1*	6,4
Кыргызская Республика	6,05	5,17	5,41	5,48
Республика Молдова	41,7	49,5	9,32	2,48
Российская Федерация	11,8	10,2	10,96	
Республика Таджикистан	15,8	14,3	15,7	15,4
Туркменистан	13,2	20,1	14,6	
Республика Узбекистан	16,9	14,6	14,9	14,3

* Данные по сетям АО «КЕГОС»

** Показатель отображает относительный расход электроэнергии на её транспорт только по ЗАО «Высоковольтные электрические сети», на балансе которой только электрооборудование 220 кВ и несколько воздушных линий 110 кВ

3.3 Передовой опыт и примеры наилучшей практики

3.3.1 Республика Беларусь

Снижение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии

Начиная с 2008 по 2019 год существенно улучшилась динамика снижения удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии тепловыми электрическими станциями ГПО «Белэнерго».

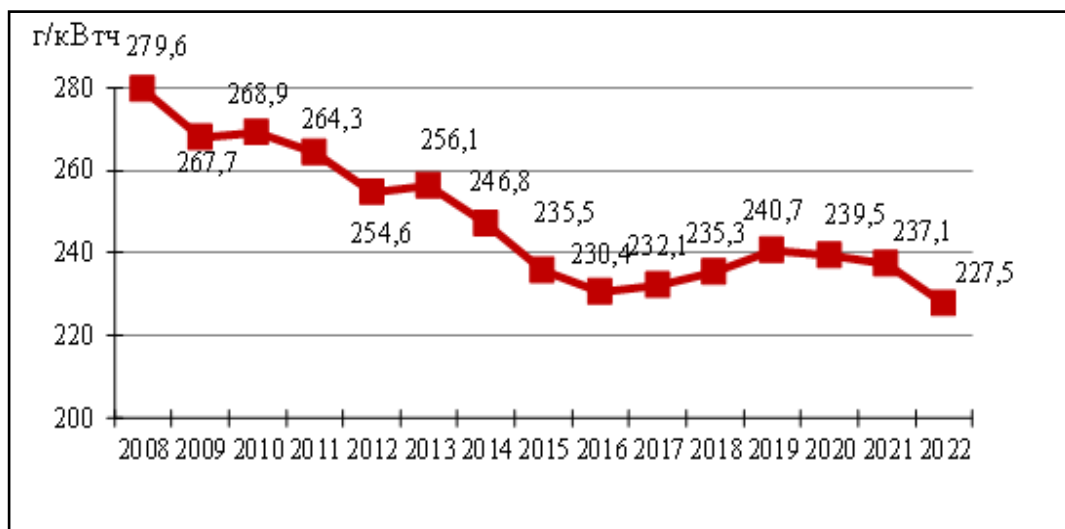


Рисунок 3.1 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии по ГПО «Белэнерго» по годам

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/кВт·ч.

Основным приоритетным направлением совершенствования энергетической политики в отрасли является реализация энергосберегающих технологий. Основные пути реализации потенциала энергосбережения следующие: направление инвестиций в модернизацию и обновление производства, развитие новейших технологий, научно-технический прогресс, осуществляемые на основе структурной перестройки экономики, направленной на развитие менее энергоемких производств; 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 3.4 – Задания по экономии ТЭР в соответствии с Государственной программой «Энергосбережение»

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

Обновление парка энергетического оборудования с выводом из эксплуатации физически и морально устаревших и вводом новых энергетических мощностей с использованием газотурбинных и парогазовых технологий

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;
- утилизирующая 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 утилизирующая 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 (31,3 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 110/35/10 кВ «Ивацевичи» Брестской области;
- 3-й пусковой комплекс I-й очереди строительства и 1-й пусковой комплекс II-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 110/10 кВ «Подлесная».

Обеспечено строительство (реконструкция) электрических сетей (линии электропередачи 0,4 – 330 кВ) – 2 284,6 км при плане 1 824,7 км.

Объем освоения инвестиций организациями ГПО «Белэнерго» за 2018 год составил 1 036,0 млн рублей (около 508,4 млн. долларов США).

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 по ул. Челюскинцев, 105а, 2 очередь строительства» (вводная мощность – 12 МВт);
- Реконструкция Зельвенской ГЭС» (вводная мощность – 0,11МВт).

Всего за период с 2007 года введено 2476,34 МВт нового оборудования.

Управление энергосбережением и повышением энергоэффективностью с применением целевых программ

Для управления процессом энергосбережения и повышения энергоэффективности в энергокомпании используется Государственная программа «Энергосбережение» на 2016–2020 годы.

3.3.2 Российская Федерация

3.3.2.1 Снижение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии ТЭС России

Начиная с 2011 года существенно улучшилась динамика снижения удельного расхода условного топлива, относимого на отпуск электрической энергии тепловыми электрическими станциями России.

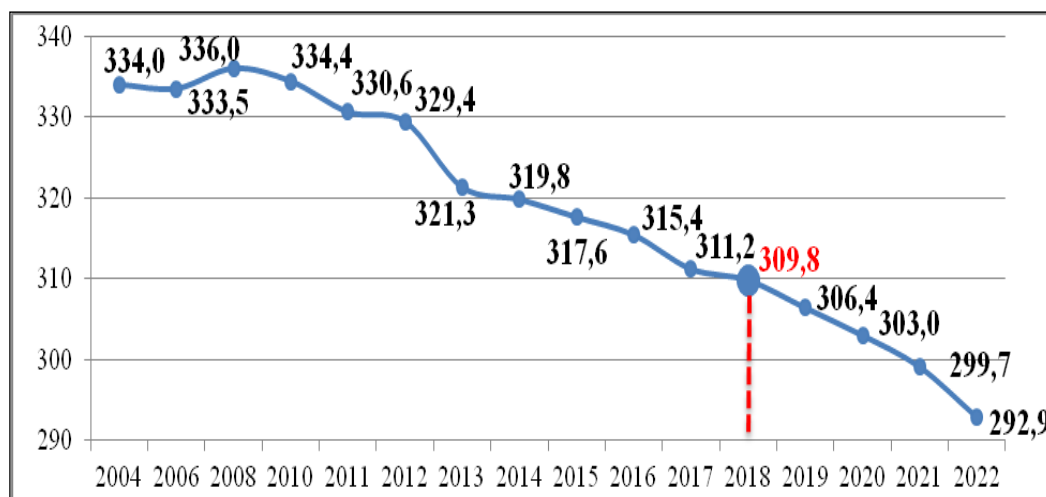


Рисунок 3.2 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива, относимого на отпуск электрической энергии ТЭС России

В 2018 году фактические удельные расходы условного топлива по электроэнергетической отрасли России составили 309,8 г у.т./кВт·ч. Данный показатель является минимальным за последние двадцать лет. От уровня 2010 года снижение составило 24,6 г у.т./кВт·ч. Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более (пропорциональный метод разделения топлива) – 157,9 кг у.т./Гкал.

К основным причинам появления данной положительной тенденции можно назвать 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.

3.3.2.2 Передовой опыт и примеры наилучшей практики в сфере энергоэффективности и энергосбережения в 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.

Таблица 3.5 Регионы присутствия и установленная мощность генерирующих активов Группы «Интер РАО» в Российской Федерации

Федеральный округ РФ	Генерирующие активы	Установленная мощность, МВт (на 01.07.2020)
Центральный ФО 4705 МВт	Костромская ГРЭС	3600
	Черепетская ГРЭС	450
	Каширская ГРЭС	330
	Ивановские ПГУ	325
Северо-Западный ФО 3644 МВт	Печорская ГРЭС	1060
	Северо-Западная ТЭЦ	900
	Калининградская ТЭЦ-2	900
	Прегольская ТЭС	463
	Маяковская ТЭС	160
	Талаховская ТЭС	161
Южный ФО 358,5 МВт	Сочинская ТЭС	160,5
	Джубгинская ТЭС	198
Приволжский ФО 10264,1 МВт	Башкирская генерирующая компания	4448,1
	Пермская ГРЭС	3363
	Ириклинская ГРЭС	2453
Уральский ФО 5214,5 МВт	Нижневартовская ГРЭС	2031
	Верхнетагильская ГРЭС	1062
	Южноуральская ГРЭС-2	844,5
	Южноуральская ГРЭС	747
	Уренгойская ГРЭС	530
Сибирский ФО 2050,9 МВт	ТЭЦ ТГК-11 (г.Омск)	1562,2
	ТЭЦ Томской генерации (г.Томск)	485,7
Дальневосточный ФО 1855 МВт	Гусиноозёрская ГРЭС	1190
	Харанорская ГРЭС	665
Всего по Российской Федерации		28092

Основной показатель энергоэффективности в электроэнергетике – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии (УРУТээ) – в последние годы неуклонно снижается. В период с 2013 по 2019 годы он снизился с 319,8 г/кВтч до 295,2 г/кВтч – на 24,6 г/кВтч или 7,7% за 6 лет. Темпы снижения УРУТээ в компании опережают среднеотраслевые и абсолютные значения УРУТээ ниже среднеотраслевых на 11 г/кВтч.

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

невостробованные мощности на ТЭЦ в связи с 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 года 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 года к 01.07.2020 выведено из эксплуатации 4098 МВт устаревшего, неэффективного и невостробованного 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. Хронология вводов нового более эффективного оборудования представлена в таблице.

Таблица 3.6 Вводы в эксплуатацию нового генерирующего оборудования

Год - N _{уст}	Электростанция	Введенное оборудование
2012 – 1081 МВт	Харанорская ГРЭС	Блок №3 К-225-130
	Уренгойская ГРЭС	Блок №1 ПГУ-450 (506 МВт)
	Ивановские ПГУ	Блок №2 ПГУ-325
	Томская ТЭЦ-1	ГТУ-16
2013 – 388 МВт	Джубгинская ТЭС	2 ГТУ-100 (198 МВт)
	Омская ТЭЦ-3	ПГУ-90
2014 – 1501 МВт	Нижневартовская ГРЭС	ПГУ-400 (431 МВт)
	Южноуральская ГРЭС-2	2 блока ПГУ-420 (845 МВт)
	Черепетская ГРЭС	Блок №1 К-225-130
2015 – 225 МВт	Черепетская ГРЭС	Блок №2 К-225-130
2016 – 120 МВт	Омская ТЭЦ-3	ТГ№10 Т-120/130-12,8
2017 – 1508 МВт	Верхнетагильская ГРЭС	Блок №12 ПГУ-420 (447 МВт)
	Пермская ГРЭС	Блок №4 ПГУ-850 (903 МВт)
	Маяковская ТЭС	№1 ГТУ-78 (80 МВт)
	Талаховская ТЭС	№1 ГТУ-78 (78 МВт)
2018 – 824 МВт	Маяковская ТЭС	№2 ГТУ-78 (78 МВт)
	Талаховская ТЭС	№2 ГТУ-78 (78 МВт)
	Прегольская ТЭС	Блоки 1,2 ПГУ-110 (114 МВт)
	Затонская ТЭС (г.Уфа)	2 блока ПГУ-220
2019 – 228 МВт	Прегольская ТЭС	Блоки 3,4 ПГУ-110 (114 МВт)

Всего за период с 2012 г. в компании введено 5875 МВт нового оборудования, в том числе 4443 МВт на современных более эффективных парогазовых установках, имеющих показатели УРУТээ на 50-70 г/кВт·ч ниже, чем при производстве электроэнергии на традиционном паросиловом оборудовании.

Качественное обновление энергетического оборудования позволило достичь улучшения группового показателя эффективности топливоиспользования 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 3.7.

Таблица 3.7 Сравнение показателей групп оборудования ПГУ и ПСУ

Сравниваемые показатели	2013 г.		2019 г.	
	ПГУ	ПСУ	ПГУ	ПСУ
Доля в установленной мощности*)	0,08	0,9	0,22	0,75
Доля в отпуске электроэнергии*)	0,1	0,89	0,32	0,66
Доля в потреблении э/э на СН*)	0,04	0,96	0,14	0,85
УРУТ ээ, г/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 2,75 раз - с 8% до 22% , а объём отпуска электроэнергии от ПГУ – возрос более, чем втрое - с 10% до 32% 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.

Таблица 3.8 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/кВтч. Продление ресурса
Гусиноозёрская ГРЭС	2013	Блок №4 К-210-130	Восстановление проектной мощности. Продление ресурса. Снижение УРУТээ на 2,6 г/кВтч
Ириклинская ГРЭС	2016	Блок №2 К-300-240	Увеличение мощности до 314 МВт. Снижение УРУТээ на 12 г/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. Перечень установленных в последние годы на питательных электронасосах гидромуфт и ЧРП представлен в таблице.

Таблица 3.9 Регулируемые приводы (гидромуфты и ЧРП), установленные на питательных электронасосах

Наименование ТЭС	№ ПЭН с РП	Тип РП	Примечание
Уфимская ТЭЦ-2	ПЭН-7	Гидромуфта Фойт	Реконструкция
Стерлитамакская ТЭЦ	ПЭН-8	Гидромуфта Фойт	Реконструкция
НовоСтерлитамакская ТЭЦ	ПЭН-3	ЧРП «RU-Drive» (Китай)	Реконструкция
Приуфимская ТЭЦ	ПЭН-4	ЧРП «RU-Drive»	Реконструкция
Гусиноозёрская ГРЭС	ПЭН-4А и 4Б	Гидромуфта Фойт	По проекту
Харанорская ГРЭС	ПЭН-3А и 3Б	Гидромуфта Фойт	По проекту
Черепетская ГРЭС	ПЭН блоков 8,9	Гидромуфта Фойт	По проекту
Ивановские ПГУ	ПЭН -1-4	Гидромуфта Фойт	По проекту
Калининградская ТЭЦ-2	ПЭН ВД бл.1 и 2	Гидромуфта Фойт	По проекту
Нижневартовская ГРЭС	ПЭН ВД блока 3	Гидромуфта Фойт	По проекту
Южно-Уральская ГРЭС-2	ПЭН ВД бл.1,2	Гидромуфта Фойт	По проекту
Северо-Западная ТЭЦ	ПЭН ВД бл.1,2	Гидромуфта Фойт	Реконструкция
Омская ТЭЦ-3	ПЭН-12	Гидромуфта Фойт	Реконструкция
Омская ТЭЦ-4	ПЭН-6	Гидромуфта Фойт	Реконструкция
Затонская ТЭЦ	ПЭН бл.1,2	Гидромуфта Фойт	По проекту

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/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 невостребованного, но при этом технически исправного оборудования (противодавленческих турбин) и необходимость непроизводительного использования редуцирующих установок. Для повышения энергоэффективности ТЭЦ в новых условиях, на электростанции был реализован комплекс мероприятий, позволивших значительно (на 40 г/кВтч) улучшить УРУТээ. Примерами являются:

- Реконструкция ТГ-10 Р-45-130/13 с заменой невостребованной противодавленческой турбины на «приключённую» паровую турбину К-50-1,6, работающей 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 редуциционно-охладительной 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 энергоэффективностью 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.

3.3.2.3 Система энергетического менеджмента – инструмент повышения энергетической эффективности. Материал представлен ФГБУ «РЭА Минэнерго России»

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 (далее – 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 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 «Россети», ПАО «ИНТЕР РАО», ОАО «АК «Транснефть», ПАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «СИБУР Холдинг», ОАО «НЛМК», ОАО «РЖД», ОАО «ОДК».

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% компаний, причем у 10% из них снижение составило более 5%, у 10% – от 3% до 5% и у 20% компаний – от 1% до 3%.

В целях реализации государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ФГБУ «РЭА» Минэнерго России оказывает услуги по разработке и внедрению 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». ФГБУ «РЭА» Минэнерго России оказывает всестороннюю консалтинговую и методическую поддержку предприятиям ТЭК в части внедрения перспективных технологий в области энергетического менеджмента и организационных инноваций.

ФГБУ «РЭА» Минэнерго России при участии НП «Национальное объединение организаций в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (НОЭ) 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.

3.3.3 Республика Казахстан

Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, 2014 г. Содержание раздела «Анализ лучших практик в области энергоэффективности. Промышленность. Примеры из практики»

Текст указанного документа в электронном виде содержится в Приложении 3.4

- 1 Программа энергетического аудита (ПЭА). Финляндия
- 2 Система субсидирования в области энергосбережения и экологического консалтинга (ЕМА), Нидерланды
- 3 Энергетическая сеть крупных промышленных предприятий (ЭСКПП), Ирландия
- 4 Добровольные соглашения по энергосбережению в промышленном секторе, Финляндия
- 5 Промышленные предприятия с индивидуальными показателями энергосбережения, Болгария
- 6 Фонд устойчивого финансирования энергетики Польши
- 7 Повышение энергетической эффективности на промышленных предприятиях путем совершенствования методов управления спросом на энергию и составления энергетических балансовых отчетов, Румыния
- 8 Проект поддержки внедрения системы управления энергопотреблением в промышленности, Норвегия
- 9 Энергетический менеджер, Италия
- 10 Курсы подготовки энергетических менеджеров в промышленности, Литва
- 11 Программа «Мотор Чэлендж», Европейский Союз
- 12 Рыночные стимулы: Система «белых сертификатов», Италия
- 13 Концепция Сервисной энергетической компании (ESCO), Финляндия
- 14 Концепция СЭК (ESCO), Корея
- 15 Плата за реактивную мощность в странах ЕС. Жилищно-коммунальное хозяйство
- 16 Критерии национальных стандартов для энергопассивных и энергосберегающих зданий. Норвегия
- 17 Минимальные требования по энергоэффективности многоквартирных жилых домов, Латвия
- 18 Энергетический аудит, Чешская Республика
- 19 Союз Ассоциаций собственников жилья (САС), Болгария
- 20 Обязательные процедуры в области госзакупок (касающиеся энергоэффективных технологий и технологий в области ВИЭ – «зеленые» госзакупки) в общественных зданиях, Греция
- 21 Программа реновации и модернизации многоквартирных домов, Литва
- 22 Программа поддержки энергоэффективной модернизации многоквартирных домов, 2010 год, Эстония
- 23 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»
- 24 Обогреем Новую Зеландию: умный подход
- 25 Информационная система мониторинга энергоэффективности и учёта уровня сэкономленной энергии, Греция
- 26 Субсидирование производства и распределения тепла, получаемого из ВИЭ, Норвегия
- Освещение и энергопотребляющие изделия
- 27 Производственные стандарты и маркировка, Австралия
- 28 Маркировка и минимальные стандарты энергоэффективности, КНР

- 29 Программа «Передовой продукт», Япония
30 Испытания и проверка бытовых электроприборов, Швеция
31 Инвестиции в инфраструктуру освещения мест общественного пользования, Латвия
32 Субсидирование модернизации систем освещения общественных мест в малых муниципальных образованиях, Франция
33 План действий на 2011-2020 г: Повышение энергоэффективности действующих установок внутреннего освещения в общественных зданиях, Испания
34 Бюджетно - налоговое стимулирование энергосбережения в хозяйственном секторе: Esobonus 2014 и налоговые льготы на модернизацию и более энергоэффективную бытовую электротехнику, Италия

3.3.5 Республика Молдова. Внедрение стандартов ISO в предприятия ТЭЦ -Nord, Бэлць,

Материал представлен ТЭЦ -Nord, Бэлць.

Основной поставщик тепловой энергии в мун. Бэлць, «ТЭЦ -Nord» SA, в настоящее время проходит процесс модернизации и повышения эффективности, ориентируясь на преимущества и спросе 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.

Внедрение ISO 50001:2018 позволяет установление, внедрение, поддержание и совершенствование системы энергетического менеджмента (СЭнМ). Целью данного стандарта является создание возможностей для компании систематически добиваться постоянного улучшения энергетических характеристик, которые включают в себя эффективность, использование и потребление 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, 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 – аргументом, признанного на международном уровне. Этот шаг позволит компании продвигаться в своей повседневной деятельности и повышать качество предоставляемых услуг основательно и непрерывно.

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 в 2018 году	2019
Республика Таджикистан	Углубленный обзор политики Республики Таджикистан в области энергоэффективности	2013
Туркменистан		
Республика Узбекистан		
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 № 3.4)

4 Использование возобновляемых источников энергии

4.1. Основные этапы реализации научно-технической политики в области ВИЭ в СССР и государств-участников СНГ

СССР имел большие научные и технические заделы и богатый опыт использования по многим видам ВИЭ. План ГОЭЛРО предусматривал сооружение в течение 10-15 лет 30 районных электростанций общей мощностью 1750 тыс. кВт, в том числе 10 ГЭС общей мощностью 640 тыс. кВт. Среди них Волховская мощностью 30 тыс. кВт, Нижнесвирская мощностью 40 тыс. кВт, Верхнесвирская мощностью 60 тыс. кВт и Днепровская мощностью 200 МВт и ряд других в различных районах страны. План ГОЭЛРО рассматривал малые реки как основную базу электрификации сельского хозяйства.

Для развития малой гидроэнергетики характерны два качественно различных этапа: освоение энергии малых водотоков гидростанциями 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.

Развитию малой гидроэнергетики в послевоенные годы содействовали научно-исследовательские, проектно-конструкторские и учебные институты. В 1945 г. Всесоюзным институтом гидромашин (ВИГМ) были проведены исследования и разработана номенклатура гидротурбин для малых ГЭС. «Уралгидромаш» (г. Сысерть) и Щелковский (в Подмосковье) заводы начали освоение производства оборудования для малых ГЭС.

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. Одна из конструкций предполагала наличие гидравлического аккумулятора. При избытке генерации ветряк поднимал воду на высоту мачты, а когда ветра не было - сливал воду. В 1930 г., в СССР был разработан ряд ветроустановок, генерирующих электроэнергию за счет энергии ветра, и налажен их серийный выпуск. В 1931 году рядом с населенным пунктом Балаклава (Крым) была запущена крупнейшая на тот момент в мире ветряная электростанция. Первый атлас ресурсов ветроэнергетики был опубликован в СССР в 1935 году. Первая более мощная ВЭС была спроектирована в ЦАГИ и построена в 1930 г. под городом Курском. Позднее в Крыму под Балаклавой в 1931 г. был построен самый мощный в мире ветрогенератор мощностью 100 киловатт. Размах лопастей ветроустановки составлял 30 метров. Весила вся металлическая конструкция около девяти тонн.

В 1938 году в Физико-техническом институте Академии Наук был создан первый фотоэлемент. КПД получаемых тогда сернисто-таллиевых 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 подъёма воды в Каракумах. Была разработана упрощённая технология изготовления наземных солнечных элементов, созданы новые типы высоковольтных солнечных элементов из германия, карбида кремния. В 1986 году была пущена в эксплуатацию Крымская солнечная электростанция башенного типа мощностью 5 МВт.

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 (КТЗ) была построена в 1966 году на полуострове Камчатка. Вторая в СССР после Паужетской – Паратунская ГеоЭС была построена в 1967 г. в 70 км от г. Петропавловска-Камчатского у пос. Термальный.

Подробное изложение основных этапов развития технологий и проектов солнечной фотоэлектрической и термодинамической электроэнергетики, столетнего опыта геотермального и солнечного теплоснабжения научных школ СССР и государств – участников СНГ представлено в статьях д.т.н. В.А. Бутусова: «Столетний опыт российских научных школ солнечного теплоснабжения», «Российская солнечная электроэнергетика», «Геотермальное теплоснабжение: столетний опыт российских научных школ», с полным текстом которых можно ознакомиться в Приложении ____.

4.2. Республика Молдова

25 марта 2018 года вступил в силу Закон о продвижении использования энергии из возобновляемых источников. Закон предусматривает внедрение новых схем поддержки для производителей электроэнергии из возобновляемых источников. Важным элементом, введенным Законом, является принцип точного отсчета (нетто-учет) производимой электроэнергии. Конечный потребитель–владелец электростанции, производящей электроэнергию из ВИЭ для собственных нужд, вправе поставлять в электросеть излишек производимой электроэнергии. Поставщик электроэнергии по регулируемым тарифам обязан по требованию конечного потребителя заключить соответствующий договор для применения механизма нетто-учета в соответствии с Законом.

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 принимает 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.

Со вступлением в силу указанного Закона ожидается развертывание производств 168 МВт «зелёной» энергии по всей стране.

На конец 2019 года в Молдове было реализовано более 50 солнечных проектов общей мощностью 5 МВт; в настоящее время в экосистеме доминируют небольшие наборы панелей (в среднем 10 кВт), установленные на крышах.

Также, действуют 22 ветреных парков общей мощностью 37 МВт.

В конце февраля 2019 года Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA) заявило, что установки мощностью до 4,5 ГВт солнечной энергии, а также 21 ГВт ветровой, могут быть установлены в Молдове на «привлекательных» финансовых условиях.

К 2020 году доля возобновляемых источников энергии в Молдове должна составить не менее 17%, что представляет собой национальную цель в данном секторе.

4.2 Законодательство и механизмы поддержки внедрения ВИЭ

4.2.1 Законодательство ВИЭ

	Азербайджанская Республика	Распоряжение Президента Азербайджанской Республики о дополнительных мерах по использованию альтернативных и возобновляемых источников энергии в Азербайджанской Республике
	Республика Армения	Закон Республики Армения «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике» от 09.11.2004 г. № 3Р-122
	Республика Беларусь	Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» от 27.12.2010 г. № 204-3
	Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 04.07.2009 № 165-IV
	Кыргызская Республика	Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» от 31.12.2008 г. № 283
	Республика Молдова	Закон Республики Молдова «О продвижении использования энергии из возобновляемых источников» от 26.02.2016 года №10
	Российская Федерация	Федеральный закон от 27 декабря 2019 г. № 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации»
	Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан «Об использовании возобновляемых источников энергии» от 12.01.2010 г. №587
	Туркменистан	
	Республика Узбекистан	Закон Республики Узбекистан от 21.05.2019 г. №ЗРУ-539 «Об использовании возобновляемых источников энергии»

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 4.2.1)

4.2.2 Механизмы поддержки проектов ВИЭ

										
Политика регулирования										
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**			
Обязательства по покупке тепла/ мандат						X				
Чистые замеры	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		
Налоговые льготы и госфинансирование										
Капитальные субсидии /скидки			X	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		
Примечания:										
* Предусмотрена обязанность электросетевых организаций на розничных рынках в первую очередь приобретать для компенсации потерь электроэнергию, производимую на основе использования ВИЭ.										
** Гарантированные платежи за мощность объектов ВИЭ.										

4.3 Современное состояние и примеры наилучшей практики развития ВИЭ

Обобщенные данные по установленной мощности (МВт) объектов ВИЭ, включая ГЭС, в странах стран СНГ в 2010 -2020 годы приведены в табл. 4.1 и на рисунке 4.3.

Таблица 4.1 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в странах 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	91	96	113	131	136	186	293	431	457	472
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
Туркмения	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Республика Узбекистан	1746	1746	1746	1747	1762	1762	1796	1843	1919	1943
ИТОГО	61631	61871	64133	65470	66787	67096	67566	70821	71639	72929

Источник информации: Отчет IRENA «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2020» (Renewable Capacity Statistics 2020)¹



Рисунок 4.3 – Динамика установленной мощности объектов ВИЭ, включая ГЭС, в странах СНГ в период с 2010 по 2020 год, ГВт

¹ file:///C:/Users/Moy/Downloads/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020%20(2).pdf

Обобщенные данные по установленной мощности (МВт) ветроэлектростанций в странах стран СНГ в 2010 - 2020 годы приведены в табл. 4.2 и на рисунке 4.4, а солнечных электростанций в табл. 4.3 и на рисунке 4.5.

Таблица 4.2. – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в странах 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	3	43	68	83	101	109
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
ИТОГО	17	15	17	23	73	138	198	235	373	594

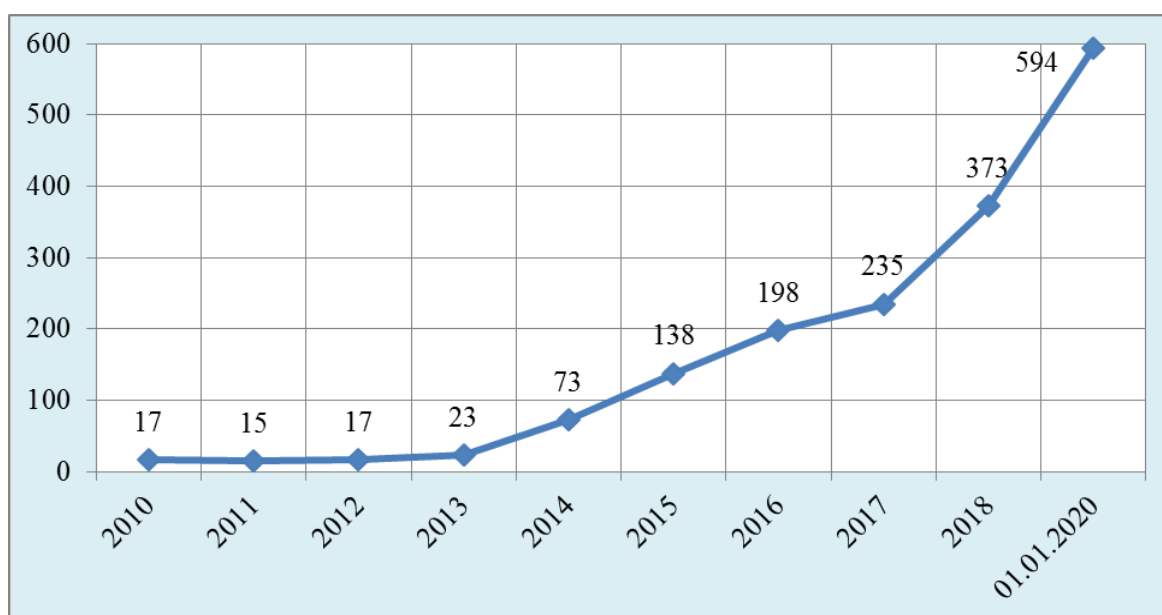


Рисунок 4.4. – Динамика установленной мощности объектов наземной ветровой энергетики в странах СНГ в период с 2010 по 2020 год, МВт

Таблица 4.3. – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в странах 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	4	13	51	153	154	157
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	1 064
Республика Таджикистан										
Туркменистан										
Республика Узбекистан			1	1	1	1	2	3	4	4
ИТОГО	0	1	2	25	18	138	214	522	958	1858



Рисунок 4.5 – Динамика установленной мощности объектов солнечной электроэнергетики в странах 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

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 РА до 2040 года».

Во всех официальных документах страны отмечается, что развитие атомной энергетики для нашей страны является безальтернативным путём обеспечения потребности страны в базисной электроэнергии.

Энергетиками страны выполнен большой объем 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 ≈ 240 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.

В настоящее время в энергосистеме действуют около 400 МВт возобновляемых малых электростанций (до 30 МВт), из которых около 380 МВт - малые ГЭС. Строятся следующие возобновляемые мощности:

- Солнечная фотоэлектрическая электростанция Масрик-1, 55 МВт (к июлю 2022 года, инвестиции 60 миллионов долларов США),
- 23 малых ГЭС, 50 МВт, ввод до 2023 года (инвестиции 60 млн долларов США),
- 48 малых солнечных станций, 197 МВт, к 2022 году. Предполагается, что общая установленная мощность таких станций составит 210 МВт в 2022 году.
- Ветроэлектростанция мощностью 4 МВт до 2021 года.

В ближайшее время будут проведены новые тендеры на строительство еще 7 солнечных фотоэлектрических станций общей установленной мощностью около 520 МВт, из которых мощность 2-х станций будет составлять 200 МВт для каждой.

По состоянию на 1 сентября 2020 года к сети подключены 3082 автономных солнечных электростанций мощностью до 500 кВт, общей установленной мощностью 57,3 МВт. Текущие темпы развития позволяют прогнозировать, что общая установленная мощность вышеупомянутых станций достигнет 100 МВт в течение следующих 3 лет.

Правительство Армении стремится к 2030 году увеличить долю солнечной энергии как минимум до 15% или 1,8 млрд. кВтч. С этой целью будут построены солнечные электростанции с общей установленной мощностью 1000 МВт, включая автономные. Проект строительства солнечной электростанции Масдар уже начат. Он будет проходить в два этапа. Две иностранные компании изучают ветровой потенциал Армении для строительства ветряной станции мощностью до 150 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 1 января 2020 г. суммарная установленная мощность энергоисточников, работающих на ВИЭ, в Белорусской энергосистеме составила порядка 404,98 МВт, в том числе 97,1 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 2020 году в Чериковском районе Могилевской области планируется ввод наикрупнейшей в республике фотоэлектростанции 109 МВт.

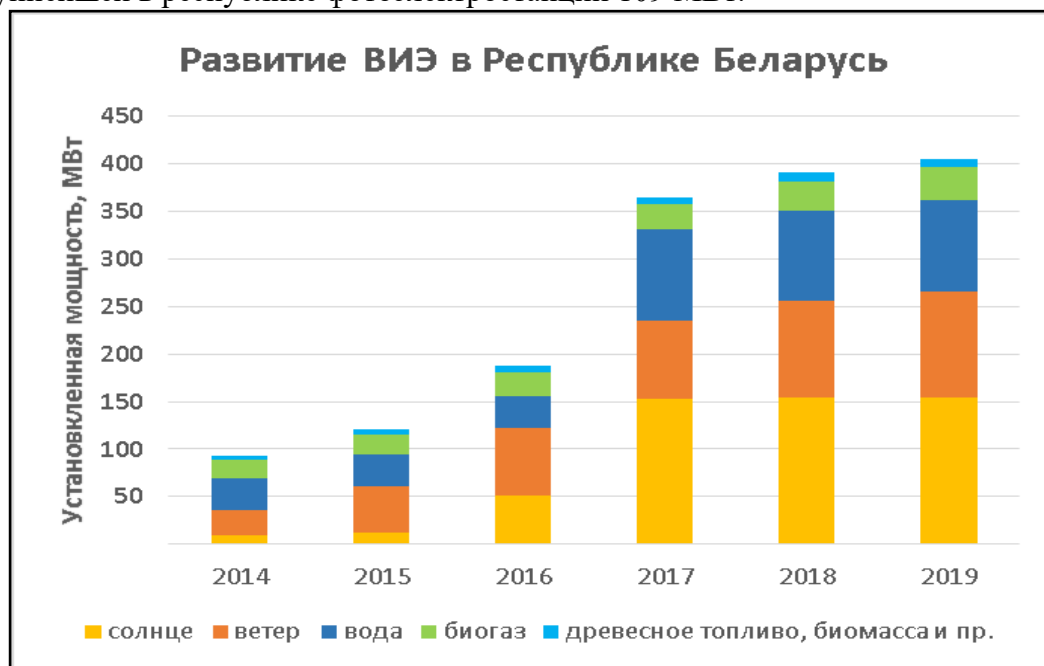


Рисунок 4.1 Динамика развития ВИЭ в Республике Беларусь

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 %.

В 2020 г. планируется ввод порядка 120 МВт установок ВИЭ в рамках реализации инвестиционных договоров и распределенных квот на создание установок ВИЭ. На 2021-2023 гг. установлены квоты на создание установок ВИЭ в объеме 129,56 МВт.

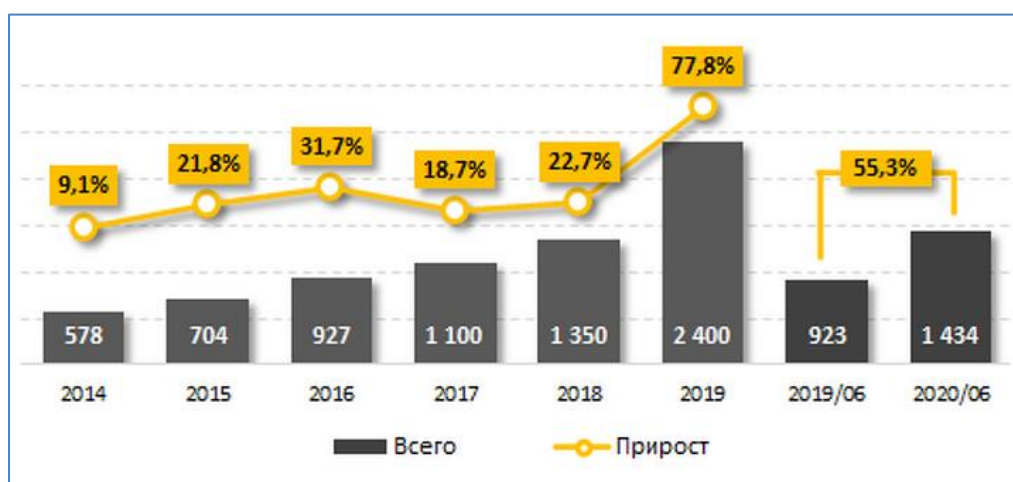
Таким образом, к концу 2023 года суммарная установленная мощность установок ВИЭ в Республике Беларусь составит 655 МВт.

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 (ВИЭ) суммарной мощностью 1050,1 МВт (19ВЭС–283,8 МВт; 31 СЭС–541,7 МВт; 37 ГЭС – 222,2 МВт; 3 БиоЭС – 2,42 МВт), сообщает пресс-служба Министерства энергетики РК. Сначала 2019 года введен в эксплуатацию 21 объект ВИЭ мощностью 504,55 МВт. По итогам 2019 года в казахстанском секторе ВИЭ зафиксирован двукратный рост установленной мощности. В 2020 году количество ВИЭ планируется довести от 90 до 108 проектов, общей мощностью 1655 МВт².

В целом за 2019 год производство электроэнергии объектами ВИЭ достигло 2,4 млрд кВт·ч, с годовым ростом на 77,8%. Доля от общего производства электрической энергии сложилась на уровне 2,3%³.



² <https://nangs.org/news/renewables/za-god-v-kazahstane-zapustili-21-krupnyy-obaekt-vie>

³ https://forbes.kz/news/2020/08/26/newsid_232125

Рис. Объем электроэнергии, вырабатываемой объектами ВИЭ

	2020	2019
Установленная мощность. Июнь (МВт)		
Всего	1 500,0	733,5
Ветровые электростанции	383,9	231,9
Малые ГЭС	224,6	200,5
Солнечные электростанции	883,6	299,8
Биоэлектростанции	7,8	1,4
Выработка электроэнергии. Январь–июнь (млн кВт·ч)		
Всего	1 433,6	923,0
Ветровые электростанции	496,3	300,8
Малые ГЭС	331,4	393,8
Солнечные электростанции	603,4	226,6
Биоэлектростанции	2,5	1,8
<i>На основе данных Министерства энергетики РК</i>		

Рис. Установленная мощность и производство электроэнергии различными технологиями ВИЭ.

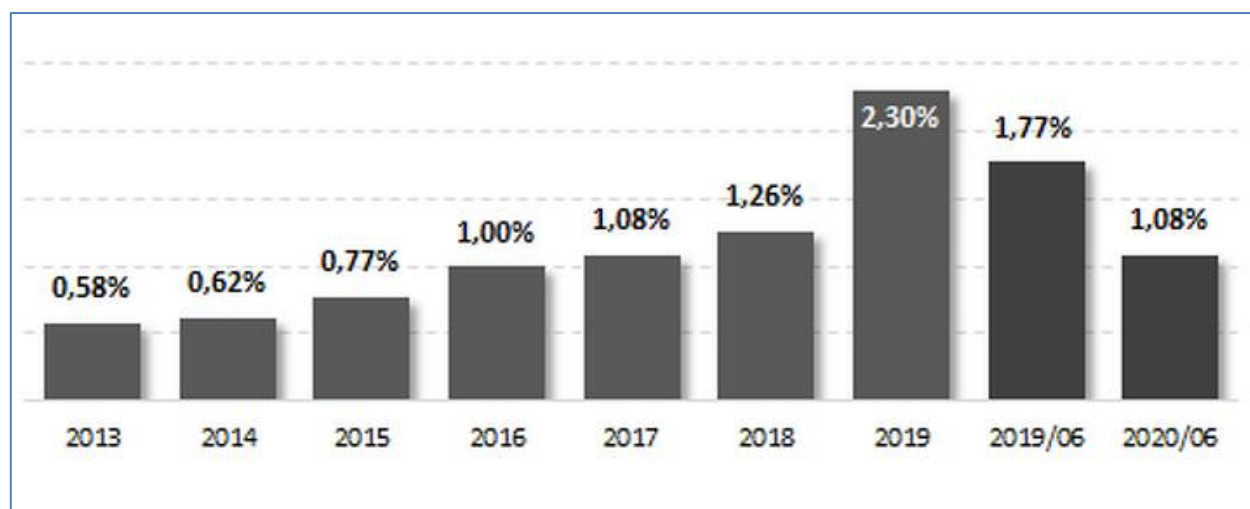


Рис. Доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии.

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 возобновляемых источников энергии (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 г.

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 Республике Казахстан. Следующая актуализация руководства также осуществляется в 2020 г.

Разработана Интерактивная система Веб-Атлас энергетического потенциала возобновляемых источников энергии Республики Казахстан.

Атлас ветровых ресурсов Казахстана создан в рамках Проекта правительства Казахстан РК 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 Казахстан⁴.

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 солнечных электростанций (фотоэлектрических станций)⁵.

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 стороны 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 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 и 12 компаний на стадии подписания контрактов с РФЦ на суммарную мощность 162,89 МВт.

Кроме того, необходимо отметить, что произошло снижение тарифов на электроэнергию ветровых электрических станций (ВЭС) в среднем позаявкам участников аукциона на 10,6%, малых гидроэлектростанций (ГЭС) на 14,5%,

⁴ <https://rfc.kegoc.kz/investors/resources/wind-atlas>

⁵ <https://rfc.kegoc.kz/investors/resources/sun-atlas>

солнечных электрических станций (СЭС) на 36%. При этом, максимальное снижение тарифов по отдельным проектам составили для СЭС – 51%, ВЭС и ГЭС – 23%.

Информация по производству электрической энергии объектами ВИЭ		
	2020	2019
Установленная мощность. Июнь (МВт)		
Всего	1 500,0	733,5
Ветровые электростанции	383,9	231,9
Малые ГЭС	224,6	200,5
Солнечные электростанции	883,6	299,8
Биоэлектростанции	7,8	1,4
Выработка электроэнергии. Январь–июнь (млн кВт-ч)		
Всего	1 433,6	923,0
Ветровые электростанции	496,3	300,8
Малые ГЭС	331,4	393,8
Солнечные электростанции	603,4	226,6
Биоэлектростанции	2,5	1,8

На основе данных Министерства энергетики РК

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 РК и Азиатским Банком Инфраструктурных инвестиций (АБИИ).

В рамках вышеуказанного Меморандума также было подписано Соглашение между Министерством энергетики РК, 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, регулируются Законом № 10 26.02.2016 (https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=106068&lang=ro) по продвижению использования возобновляемых источников энергии, который предусматривает применение схем поддержки с целью повышения интереса к нему.

Отличительным элементом этих схем является мощность электростанции /ЕС/, в которую экономический агент решил инвестировать, а также преследуемые им намерения (коммерческие или некоммерческие).

Таким образом, основными отличительными элементами поддержки, предоставляемой государством заинтересованным сторонам для инвестирования в сферу возобновляемых источников энергии, являются следующие:

Net Metering /чистый замер/ - схема, направленная на конечном потребителе, держатель ЕС с установленной мощностью до **200 кВт**, но не выше чем мощность заключённая в договоре с поставщиком электроэнергии в соответствии с законом о электроэнергии, который производит электроэнергию из возобновляемых источников для

собственного использования с правом поставить излишки производимой электроэнергии в электро-сеть.

Таким образом, потребитель будет платить в соответствии с тарифом на электроэнергию своего собственного поставщика, разницу между объемом энергии потребляемой в сети и произведенной его собственной установкой, или, если в конце года количество энергии генерированное ЕС, превышает количество, потребляемое из сети, этот поставщик обязан определить и выплатить конечному потребителю стоимость неиспользованной электроэнергии по средней цене электроэнергии на рынке поставщиком универсальных услуг в год работы (менее 1 лей / кВтч на сегодня) .

фиксированный тариф /feed-in/- схема поддержки для правомочных производителей, которые владеют электростанцией с совокупной мощностью, не превышающей лимит мощности, установленный Правительством, но не менее 10 кВт. Эта схема поддержки нацелена на мелких производителей, которые намерены инвестировать в электростанцию с мощностью до определенного предела. Согласно Постановлению Правительства № 689 11.07.2018 (https://www.legis.md/search/getResults?doc_id=108822&lang=en) об утверждении лимитов мощности[...], этот предел мощности установлен на уровне 4 МВт для ветреных установок и 1 МВт для других типов установок согласно таблице №1.

Национальное агентство по регулированию энергетики одобрило и опубликовало Решение ANRE No. 251 от 05-07-2019 (https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=115445&lang=ro) об утверждении Положения о подтверждении статуса правомочного производителя, а также о фиксированных тарифах /зеленых/ Решение НАРЭ № 54 от 28-02-2020 о фиксированных тарифах и максимальных ценах на электроэнергию, произведенную из возобновляемых источников энергии производителями, которые получают статус правомочного производителя в 2020 году (https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=120978&lang=ro).

Фиксированная **цена** - Фиксированная цена - схема поддержки, установленная в тендере на получение статуса правомочного производителя, для производителя, который владеет электростанцией с совокупной мощностью, превышающей лимит мощности, установленный Правительством.

В этом случае также действует описанный выше предел мощности.

Таким образом, всем крупным инвесторам будет предложено подать заявки на тендеры, объявленные созданной для этой цели правительственной комиссией. Конкуренция, обеспеченная между соответствующими инвесторами, обеспечит получение самой низкой цены на электроэнергию, произведенную за счет использования возобновляемых источников энергии.

Тендер объявляется Правительством в соответствии с Положением о проведении на предоставление статуса правомочного производителя, утвержденным ПП № 690 от 11.07.2018 (https://www.legis.md/search/getResults?doc_id=108823&lang=ro), будет включать **предварительную квалификацию инвесторов на основе набор акритериев.**

Критерии жизнеспособности девелоперского проекта призваны продемонстрировать надежность фактической реализации девелоперского проекта, их четыре, а именно:

а) критерий технической достоверности девелоперского проекта демонстрируется инвестором путем представления и подачи вместе с офертой следующих документов:

- выписка из технического проекта на строительство электростанции с использованием ВИЭ, которая демонстрирует соответствие проекта техническим требованиям, установленным в тендерной документации, эффективность технологии производства и оборудования электростанции с использованием ВИЭ, наличие специального оборудования для данной технологии производства или доказательства факт подписания участником тендера с производителем

правового акта о намерении приобрести оборудование, график реализации проекта, который включает дату начала строительства и предполагаемую дату завершения проекта;

- случае электростанции (станций) в стадии строительства или ввода в эксплуатацию, инвестор должен доказать техническую надежность проекта строительства, представив окончательную приемку электростанции (станций). **б) критерий финансовой надежности** девелоперского проекта демонстрируется инвестором путем представления следующих документов:
 - бизнес-план - с указанием всех затрат, включая затраты на подключение, затраты на эксплуатацию и обслуживание;
 - план финансирования проекта;
 - доказательство того, что у инвестора есть собственные источники финансирования, банковские гарантии, письма / выражения заинтересованности, выданные финансовыми учреждениями, со-финансирование строительного проекта или представление жизнеспособного плана финансирования строительного проекта.

с) критерий приемлемости земли, необходимой для размещения электростанции, использующей ВИЭ, в районе, предложенном застройщиком, или, в зависимости от обстоятельств, в районе, указанном Бенефициаром, должен быть продемонстрирован инвестором путем представления следующих документов:

- план расположения электростанции, включая подъездные пути;
- перечень земель/ участков, необходимых для размещения электростанции/ электростанций;
- оригинал и копии документов, подтверждающих право собственности/ пользования на землю / земельные участки, включая действительные выписки из реестра недвижимого имущества;
- если применимо, подтверждение смены назначения сельскохозяйственных земель и / или решение об утверждении файла об изменении категории назначения, составленного в соответствии с Положением о способе передачи, смене места назначения и обмене землей, утвержденным Постановлением Правительства No. 1170 от 25 октября 2016 г.

г) критерий достоверности подключения электростанции, использующей ВИЭ, к электрическим сетям демонстрируется инвестором путем предоставления технического разрешения на подключение, выданного системным оператором, к сетям которого электростанция должна быть подключена; или путем представления юридического документа, заключенного системному оператору и инвестору с согласием последнего в соответствии с положениями ст.28 п.(61) Закона No. 10 от 26 февраля 2016 г. о продвижении использования энергии из возобновляемых источников для покрытия расходов, связанных с развитием сети передачи и / или распределения электроэнергии, установленной системным оператором.

Следует отметить, что вышеуказанные критерии играют роль «фильтрации» проектов, продвигаемых компаниями/ лицами с намерениями, отличными от инвестиционных, так что только благонамеренные люди могут пройти предварительный отбор на следующем этапе.

Таким образом, тендер с самой низкой ценой по сравнению с максимальной ценой, указанной в тендерной документации, общая совокупная мощность которой не превышает мощности по производству электроэнергии из возобновляемых источников, выставленных на аукцион, если таковые имеются, для технологии это производство.

Помимо перечисленных выше критериев, мелкие инвесторы также должны соответствовать следующим условиям:

- инвестор не имеет права запрашивать подтверждение статуса правомочного производителя для инвестиционных проектов, которые включают в себя строительство двух или более электростанций, использующих ВИЭ и использующих тот же тип

производственной технологии, если их совокупная установленная мощность выше чем установленный Правительством предел мощности. В этом случае заинтересованный инвестор должен участвовать в тендерах, чтобы получить право быть подходящим производителем;

- если после получения статуса правомочного производителя инвестор намеревается увеличить мощность существующей электростанции, а совокупная мощность превышает лимит мощности, установленный Правительством, он будет участвовать в тендерах, чтобы получить право правомочного производителя в связи с вновь установленной мощностью.

В то же время положения вышеперечисленных пунктов распространяются на супруге (супруга), родственников и родственников по прямой и по дополнительной линии, вплоть до второй степени включительно.

Таким образом, в соответствии с Положением, утвержденным Правительством, организация тендеров на получение статуса правомочного производителя будет осуществляться в соответствии со следующими этапами:

1. установление Правительством пределов мощности и, в зависимости от обстоятельств, максимальных квот мощности, включая категории мощности, которые должны быть предложены в тендере;
2. установление Правительством календаря проведения аукционов;
3. разработка тендерной документации;
4. инициирование тендерной процедуры;
5. подача и получение оферт;
6. открытие оферт;
7. проверка допустимости и квалификации предложений;
8. оценка предложений по критерию наименьшей цены;
9. предоставление статуса подходящего производителя победителям торгов;
10. подписание договора на покупку электроэнергии, произведенной из возобновляемых источников, с центральным поставщиком электроэнергии;
11. мониторинг соблюдения правомочными производителями взятых на себя обязательств в связи со строительством электростанций с использованием ВИЭ.

Что касается намерений государства поддержать инвестиции в области возобновляемых источников энергии, с точки зрения совокупной мощности, которая будет установлена, по технологиям, в таблице ниже показаны лимиты мощности, максимальные квоты и категории мощности в области электроэнергии из возобновляемых источников до 2020, утверждено Постановлением Правительства № 689 от 11.07.2018г. 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 по годам. 2020, утвержденный на правительственной Решению нет. 689 от 11.07.2018г .

Таблица №1 . Объём мощностей ВИЭ, которые государство будет поддерживать 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 (фотогальванические)	40	15	25	1
Когенерационные установки на биогазе	20	12	8	1
Когенерационные установки (на твердой биомассе)	5	5	0	1
Гидроустановки	3	3	0	1
ИТОГО	168	55	113	

Следует отметить, что в соответствии с Законом № 10/2016 правительство может принять решение об организации **технологически нейтральных** тендеров, или на **конкретных технологиях**. Информация в таблице выше представлена для подтверждения того, что национальные власти намерены поддерживать развитие всех технологий, раскрывающих повышенный потенциал, - ветровых, солнечных, когенерационных установок.

Еще одна возможность реализации проектов - их развитие вне схем поддержки (с продажей электроэнергии по договорным тарифам в рыночных условиях). Такой сценарий предполагает, что инвестор принимает на себя риски разработки проекта генерации энергии из возобновляемых источников энергии без государственной гарантии на закупку произведенной электроэнергии, и поэтому ведет переговоры напрямую с поставщиками электроэнергии на рынке или конечным потребителям условия договора купли-продажи электроэнергии.

Также следует отметить, что, если инвестор решает инвестировать в электростанции, установленная мощность которых превышает 20 МВт, необходимо разрешение правительства, предоставленное в соответствии с положениями Закона № 107 от 27.05.2016 г. Об электроэнергетике и Положении о строительстве / реконструкции электростанций.

4.3.5. Российская Федерация

Цели государственной политики России в области развития электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии состоят в вовлечении инновационных наукоемких технологий в энергетическую сферу, стимулировании развития национального кластера производства высокотехнологичного экспортно-ориентированного генерирующего оборудования и инжиниринга, в диверсификации энергодобавки, а также в выполнении международных обязательств РФ по ограничению выбросов парниковых газов.

Принятые в рамках реализации государственной политики нормативно-правовые акты дали импульс для развития нового сектора энергетики в Российской Федерации. 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 ВИЭ⁶.

⁶ <https://ireda.ru>

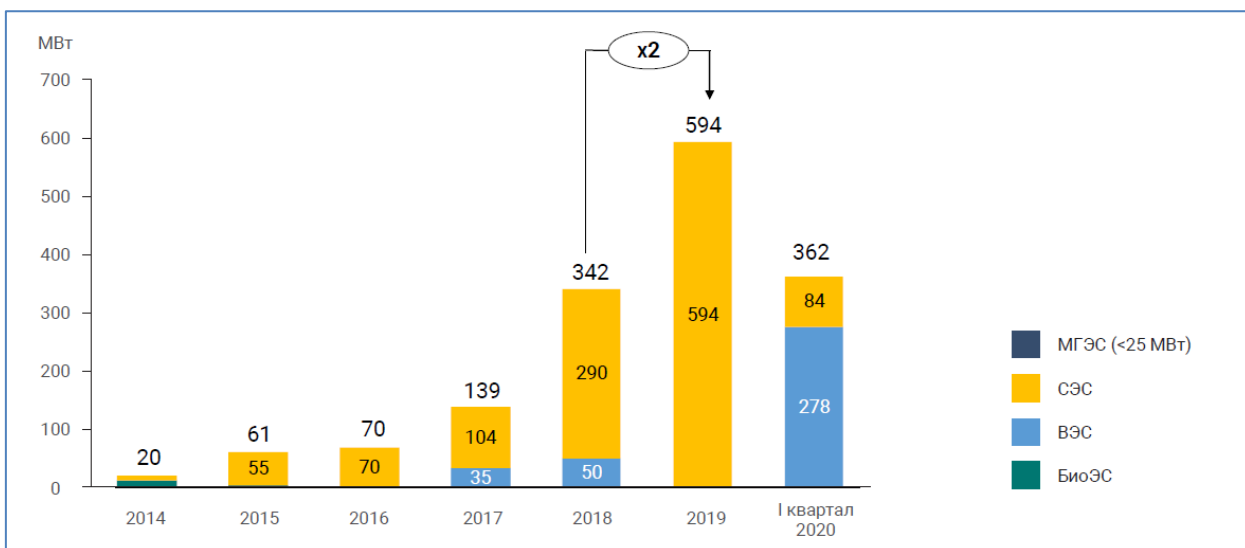


Рис. Динамика вводов электростанций на основе ВИЭ.

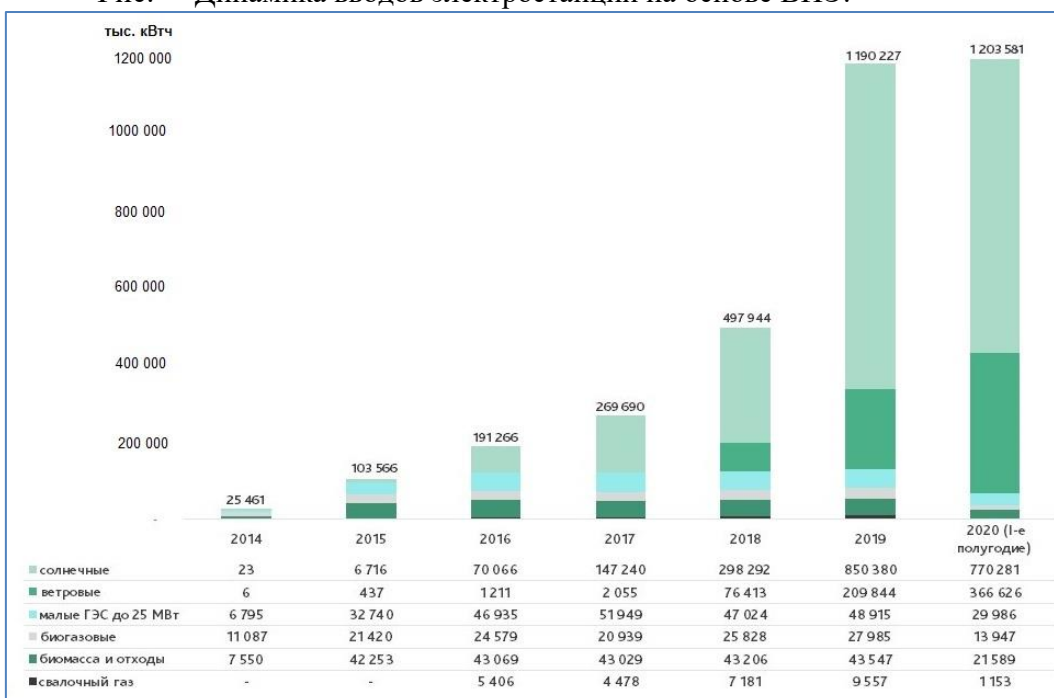


Рис. Объем выработки электроэнергии на квалифицированных объектах ВИЭ на розничном и оптовом рынках, подтвержденный сертификатами⁷

Задача создания отечественного инновационного энергомашиностроительного кластера в секторе возобновляемой энергетики реализуется посредством выстраивания участниками российского рынка ВИЭ эффективного сотрудничества промышленных предприятий и научных центров РФ 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.

⁷ <https://www.np-sr.ru/ru/market/vie/index.htm>

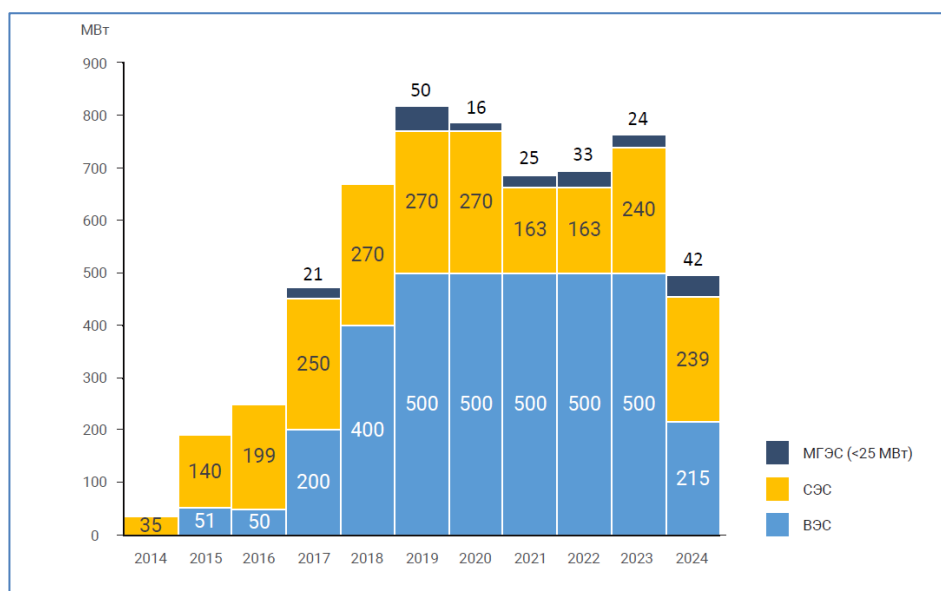


Рис. Целевые показатели величин объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов по видам возобновляемых источников энергии.

Солнечная электроэнергетика

Текущий производственный потенциал созданных заводов в российском секторе фотоэлектрического оборудования на данный момент превышает 700 МВт/год.

ГК «Хевел» производит фотоэлектрические модули, проектирует и строит солнечные электростанции как в России так и за её пределами. ГК «Хевел» реализовано более 100 проектов общей мощностью более 611 МВт⁸. ГК Хевел имеет собственный научно-технический центр (НТЦ), расположенный в Санкт-Петербурге. Сотрудниками НТЦ являются ведущие ученые, деятельность которых направлена на повышение конкурентоспособности продукции Хевел, разработку различных индивидуальных решений под потребности практически любого заказчика, даже самого взыскательного. Это позволяет Хевел предлагать клиентам инновационные, а зачастую и уникальные решения в области солнечной энергетики, быть одним из ведущих игроков на российском рынке и привлекательным поставщиком для международных компаний. Одним из последних достижений НТЦ стал переход на использование современной технологии гетероструктурного перехода при производстве солнечных модулей Хевел, которые входят в Топ-5 в мире по энергоэффективности фотоэлектрической ячейки

В Майминском районе Республики Алтай введена в эксплуатацию первая солнечная электростанция, построенная на гетероструктурных модулях российского производства мощностью 20 МВт. В результате Россия вошла в перечень стран наряду с Японией и Кореей, использующих технологию гетероперехода в промышленных масштабах. Внедренная на заводе «Хевел» в Новочебоксарске (Чувашская Республика) гетероструктурная технология в мировой практике относится к новому поколению кремниевых солнечных элементов, отличающихся наиболее высоким КПД ячейки – более 22% и широким температурным диапазоном использования.

В апреле 2019 года в с. Старосубхангулово Бурзянского района Республики Башкортостан началось строительство крупнейшей в России солнечной электростанции с промышленными накопителями энергии. Официальный запуск Бурзянской СЭС мощностью 10 МВт со встроенной системой накопления электроэнергии емкостью 8 МВт·ч состоялся 26 февраля 2020 года. Бурзянская СЭС уникальна тем, что на станции

⁸ <https://www.hevelsolar.com/projects/>

установлена система накопления электроэнергии энергоёмкостью по 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.

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. Объём выпуска продукции составлял 60 МВт. Позже развитие получила производственная площадка в г. Саранске (Республика Мордовия), благодаря чему общий объём 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 РФ, и поставляются для строительства солнечных электростанций по ДПМ ВИЭ.

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 пластины⁴⁹, 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. Объёмы 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

Сектор ветрогенерации в рамках программы ДПМ ВИЭ делят три участника: Фондрозвития 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.

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 — открыл 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.

Технологическим партнёром АО «НоваВинд» является нидерландская компания Lagerwey Systems B. V., осуществляющая разработку, установку и обслуживание ветроэнергетических установок под ключ. Lagerwey Systems B. V. 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.

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».

Адыгейская ВЭС стала первым завершённым проектом Новавинда. Строительство ветропарка началось в сентябре 2018 г. 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 ветроэнергетических установок и приступила к поставкам на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Ввод объекта в эксплуатацию позволит снизить энергодефицит Адыгеи на 20 %.

Горячее водоснабжение и отопление

Использование солнечных коллекторов и тепловых насосов в России активно развивается.

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 используются 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 м², 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, которая находится в 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 частично отопление закрывается природным газом. В результате работы котельной экономия по природному газу составляет 8,4 млн м³ в год.

Использование тепловых насосов и тепла шахтных вод.

Как и солнечные коллектора тепловые насосы тоже приобретают все большую популярность. Они могут служить источниками отопления и горячего водоснабжения (а также и кондиционирования) в неподключенных к сетевому природному газу местах.

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 м².

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)** и **кондиционирования** гостиницы (13 тыс. м², 200 номеров) и пяти отдельно стоящих пятиэтажных спальных корпусов (7400 м², 150 номеров), в зоне семейного отдыха, без подвода газовой магистрали. Данный проект является одним из крупнейших на территории России из реализованных российскими специалистами 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.

Первый шаг к привлечению прямых иностранных инвестиций в энергетический сектор был сделан путем проведения открытого тендера на ГЧП па фотоэлектрические установки мощностью 100 МВт в г. Навои, при поддержке Международной финансовой корпорации в качестве консультанта по проведению прозрачного механизма, обеспечивающего конкурентоспособность и международное участие. Компания Masdar (ОАЭ) выиграла этот первый конкурсный тендер на солнечную фотоэлектрическую систему IPP.

Правительство страны назначило Азиатский банк развития (АБР) для предоставления консультационных услуг по сделкам в рамках программы по развитию ряда фотоэлектрических станций по всему Узбекистану общей мощностью до 1000 МВт на основе государственно - частного партнерства (PPP) («Солнечная программа»). Структура проектов будет соответствовать передовой международной практике и будет основываться на хорошо известных прецедентах. 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 («Закон о ГЧП») и учитывать требования, установленные Законом об использовании возобновляемых источников энергии от 21 мая 2019 года («Закон о возобновляемых источниках энергии»). В связи с вышеизложенным 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 («Проект»). Правительство страны в настоящее время проводит международный тендер при поддержке АБР для привлечения и выбора квалифицированного частного разработчика - инвестора для Проекта («Частный партнер»).

Также, на сегодняшний день Министерством энергетики совместно с Министерством инвестиций и внешней торговли, Агентством по развитию государственно - частного партнёрства при поддержке МФИ и ИПФО проводятся тендеры по нижеуказанным проектам:

1. Строительство ФЭС мощностью 200 МВт в городе Самарканд при поддержке Международной финансовой корпорации.
2. Строительство ФЭС мощностью 200 МВт в городе Джизак при поддержке Международной финансовой корпорации.
3. Строительство ФЭС мощностью 200 МВт в городе Сурхандарья при поддержке Азиатского банка развития.
4. Строительство ВЭС мощностью 100 МВт в Республике Каракалпакстан при поддержке Европейского банка реконструкции и развития.

4.4 Актуальные обзоры и 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 Возобновляемой Энергетики (IRENA)	Решения для интеграции высоких долей переменной возобновляемой энергии (отчет Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA) 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 (усовершенствованная версия)	2019
	На пути к инвестициям и внедрению устойчивой возобновляемой энергетики (усовершенствованная версия)	2019
	Пути перехода к устойчивой энергетике Ускорение энергетического перехода в регионе ЕЭК ООН	2020
Международное Энергетическое Агентство (МЭА)	Прогноз мировой энергетики 2019	2019
	IEA Sustainable recovery 2020	2020
Всемирный Совет по ветроэнергетике (GWEC)	Global Wind Report 2019	2019
ЭСКАТО	Дорожная карта по развитию энергетических связей для Азиатско-Тихоокеанского региона: стратегии по объединению энергосистем региона	2019

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 4.4.1)

4.4.2 Обзоры и доклады по ВИЭ государств-участников СНГ

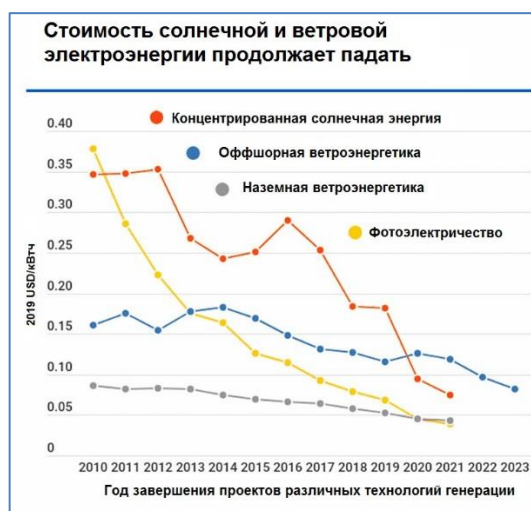
Государства – участники СНГ	Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Азербайджанская Республика			
Республика Армения	Фонд энергосбережения и возобновляемой энергетики	Картографирование потенциала солнечной энергии на территории Армении	2018
Республика Беларусь			
Республика Казахстан			
Кыргызская Республика			
Республика Молдова	Международное Агентство Возобновляемой Энергетики (IRENA)	Оценка готовности к возобновляемым источникам энергии (Renewables Readiness Assessment)	2019
	Международное Энергетическое Агентство (МЭА)	Углубленный обзор политики Республики Молдова в области энергетики	2020
Российская Федерация	Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ)	Анализ результатов программы поддержки ВИЭ 1.0. Параметры продления поддержки после 2024 года	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
Республика Таджикистан			
Туркменистан			
Республика Узбекистан			

Тексты указанных документов в электронном виде содержатся в Приложении № 4.4.2

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^{9,10}. 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 десятилетий¹¹.

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).¹²



Динамика средневзвешенных цен вновь введенных мощностей, 2010-2023 гг.

Ежегодные приросты мощности ветра на суше постепенно увеличивались с начала этого столетия, причем первоначальное падение наблюдалось в 2010 году, за которым

⁹ <https://www.irena.org/costs>

¹⁰ <https://energyindustryreview.com/renewables/renewable-power-now-cheaper-than-coal/>

¹¹ 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>

¹² https://www.ren21.net/gsr-2020/chapters/chapter_03/chapter_03/#start-wind, (accessed 28 September 2020).

следовали колебания годового прироста мощности до конца 2018 года. До сих пор 2015 год был рекордным с вводом 65 ГВт установленной мощности ветроэнергетики с меньшими количествами в последующие годы, в основном из-за истечения срока действия схемы поддержки политики в Китае. В конце 2019 года общая совокупная установленная мощность наземной ветровой энергетики достигла 621 ГВт¹³. 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 ГВт¹⁴.

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 вместе¹⁵.

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.

¹³ file:///C:/Users/Moy/Downloads/Annual-Wind-Report_2019_digital_final_2r.pdf

¹⁴ <https://gwec.net/record-6-1-gw-of-new-offshore-wind-capacity-installed-globally-in-2019/>

¹⁵ file:///G:/REN%2021/gsr_2020_full_report_en.pdf

Солнечная и ветровая энергия продолжали доминировать в расширении возобновляемых мощностей, на которые в 2019 году приходилось 90% всех чистых возобновляемых вводов¹⁶.

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 миру¹⁷.

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 всех¹⁸.

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 управление энергетическими системами и открывает возможности для существенного расширения управления спросом;

¹⁶ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf?la=en&hash=B6BDF8C3306D271327729B9F9C9AF5F1274FE30B

¹⁷ file:///G:/REN%2021/gsr_2020_full_report_en.pdf

¹⁸ <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid>

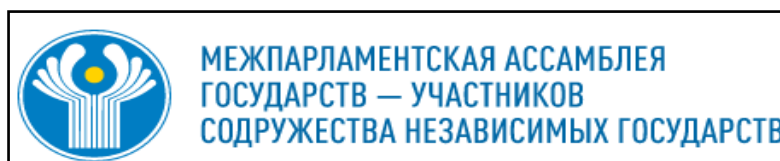
- экономического: рост распределённой генерации и повышение экономичности накопителей энергии требуют реформы розничного ценообразования и налогообложения поставок электрической энергии с учётом оплаты поставляемой ими электроэнергии и покрытием части стоимости общей инфраструктуры;
- институционального: 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



Модельные Кодексы и законы, принятые МПА СНГ
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 2006г. №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)

5.2 Документы стран СНГ, в которых содержатся нормативно-правовые акты по экологии

Государства – участники СНГ	Наименование документа
Азербайджанская Республика	База данных законодательства Азербайджанской Республики http://www.az.spinform.ru/
Республика Армения	Министерство энергетических инфраструктур и природных ресурсов Республики Армения
	База данных законодательства Республики Армения http://am.spinform.ru/
Республика Беларусь	Обзор результативности экологической деятельности, 2016 г.
	Национальный доклад о состоянии окружающей среды Республики Беларусь, 2019 г.
	База экологического законодательства Республики Беларусь http://ecoinfo.bas-net.by/
	Сайт Министерство энергетики Республики Беларусь. Законодательство https://minenergo.gov.by/zakonodatelstvo/zakoni_rb_v_energetiki/
Республика Казахстан	Единый экологический интернет-ресурс Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан http://ecogofond.kz/
	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 http://www.kg.spinform.ru/
Республика Молдова	База данных законодательства Республики Молдова http://md.spinform.ru/
Российская Федерация	Официальные документы Минприроды России https://www.mnr.gov.ru/
Республика Таджикистан	Концепция развития зеленой энергетики в Таджикистане, 2019 г.
Туркменистан	База данных законодательства Туркменистана http://tm.spinform.ru/
Республика Узбекистан	Обзор результативности экологической деятельности Узбекистан, 2020 год

5.3 Отчеты, разработанные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ и принятые Электроэнергетическим Советом СНГ

№ 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	Сводный отчет по осуществлению мониторинга «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» в государствах содружества за 2007 год	2008
4	Сводный отчет по осуществлению мониторинга «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» в государствах содружества по состоянию на 31.12.2008 года	2009
	Сводный отчет о мониторинге «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» за 2009-2010 гг. (в части СНГ)	2012
	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
5	Сводный отчет о мониторинге «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» за 2011-2012 гг. (в части СНГ)	2014
6	Сводный отчет о мониторинге «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» за 2013 - 2014 гг. (в части СНГ)	2016
7	Сводный отчет о мониторинге «Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ» за 2015 - 2016 гг. (в части СНГ)	2017
8		2017
9	Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2017-2018 годы	2019

5.4 Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии

Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет)	Обзор фоновое состояние окружающей природной среды на территории стран СНГ за 2018 год	2019
Европейская экономическая комиссия ООН (ЕЭК ООН)	Окружающая среда ЕЭК ООН Сохраняя окружающую среду для будущих поколений	2013

Государства – участники СНГ	Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Азербайджанская Республика	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности Республики Азербайджан	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
	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды, 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 за 2018 год	2018
	ЕЭК ООН	Обзоры результативности экологической деятельности. Третий Обзор	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	Обзоры результативности экологической деятельности. Третий Обзор	2017
	Комитет по охране окружающей среды при Правительстве	Таджикистан: окружающая среда Экологический доклад 2018	2018
Туркменистан	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности	2012
Республика Узбекистан	ЕЭК ООН	Обзор результативности экологической деятельности Узбекистан	2020

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 5.4)

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.) попросили 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 странах 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 странах 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.

ЕЭК ООН провела третьи ОРЭД в Республике Беларусь, Республике Казахстан, Республике Молдова, Республике Таджикистан, Республике Узбекистан.

5.5 Основные принципы перехода ТЭС на НДТ

Основные принципы перехода на НДТ в электроэнергетике включают в себя:

1. Использование единой и адекватной терминологической базы по наилучшим доступным и инновационным технологиям.
2. Дифференцированный подход к вновь вводимым и действующим объектам (энергоустановкам).
3. Категорирование энергообъектов в зависимости от вида сжигаемого топлива, установленной мощности, режимов работы, уровня воздействия (массы и токсичности выбросов и сбросов), а также долгосрочных планов ввода/вывода энергоустановок и социально-экономических аспектов развития регионов страны.
4. Использование отечественного (лицензионного) оборудования (импортозамещение) для обеспечения энергетической безопасности и технологической независимости.
5. Применение типовых проектных решений, максимальная унификация основного и вспомогательного оборудования, модульность природоохранного оборудования и соответствие его критериям надёжности основного энергетического оборудования.
6. Комплектность поставки основного и природоохранного оборудования при новом строительстве и замещении действующего оборудования.
7. Гармонизация создаваемой нормативно-правовой базы по НДТ с «дорожными картами» внедрения инновационных технологий, внедрения целевой модели рынка тепловой энергии.
8. Синхронизация поэтапного перехода на НДТ с формированием единого рынка электроэнергии и топлива в странах ЕАЭС.
9. Межведомственная координация работ и консолидация бюджетных и внебюджетных средств, при разработке и освоении новой техники и технологий, исключение дублирования НИОКР на корпоративном уровне.
10. Учёт международного опыта, в том числе опыта ЕС, и ряда стран СНГ (Республики Беларусь, Республики Казахстан и Российской Федерации).

Комплекс мер по научному и нормативно-методическому обеспечению перехода электроэнергетики на принципы наилучших доступных технологий, включают в себя, в том числе:


- 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;
- актуализацию действующих отраслевых нормативно-технических документов, необходимых для обеспечения перехода на НДТ, на этапах планирования, проектирования, управления и эксплуатации ТЭС;
- разработку методических рекомендаций по анализу затрат перехода на НДТ ТЭС энергокомпаний;
- разработку Плана действий «Дорожная карта» перехода на НДТ энергокомпаний, содержащего общее описание «Дорожной карты», основные этапы перехода на НДТ, перечень мероприятий и показателей перехода на НДТ.

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 странами СНГ

Государства-участники СНГ	Процент ПГ для ратификации	Дата подписания	Дата вступления соглашения в силу
 Азербайджанская Республика	0.13%	22.04.2016 г.	08.02.2017 г.
 Республика Армения	0.02%	20.09.2016 г.	22.04.2017 г.
 Республика Беларусь	0.24%	22.04.2016 г.	04.11.2016 г.
 Республика Казахстан	0.84%	02.08.2016 г.	05.01.2017 г.
 Кыргызская Республика	0.03%	21.09.2016 г.	12.11.2019 г.
 Республика Молдова	0.04%	21.09.2016 г.	20.07.2017 г.
 Российская Федерация	7.53%	22.04.2016 г.	21.09.2019 г.
 Республика Таджикистан	0.02%	22.04.2016 г.	21.04.2017 г.
 Туркменистан	0.20%	23.09.2016 г.	19.11.2016 г.
 Республика Узбекистан	0.54%	19.04.2017 г.	03.10.2018 г.

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	70-75 процентов выбросов 1990 года к 2030 году, при условии максимального возможного учёта поглощающей способности лесов
	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 ₂ на единицу ВВП; после достижения объема выбросов парниковых газов 135,8 млн. тонн в CO ₂ -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 CO₂ при сжигании органического топлива в государствах – участниках СНГ¹⁹

В период с 1990 по 2017г. валовый выброс CO₂ при сжигании органического топлива в странах СНГ сократился почти на 750 млн т или на 26,5 % (табл.6.1, рис. 6.1). Сокращение произошло за счёт внедрения комплекса мер по энергосбережению и повышению энергоэффективности, существенного снижения потребления угля и мазута (табл..2-6.3, рис. 6.2-6.3). Валовый выброс CO₂ при сжигании газа в 1990 и 2017 гг. практически одинаков (табл.6.4, рис.6.4).

Таблица 6.1 – Валовый выброс CO₂ при сжигании органического топлива (уголь, газ, мазут), 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
ИТОГО	2798,9	1958,7	1833,9	1895,4	2011,3	2051,8	2055,4	-34,2

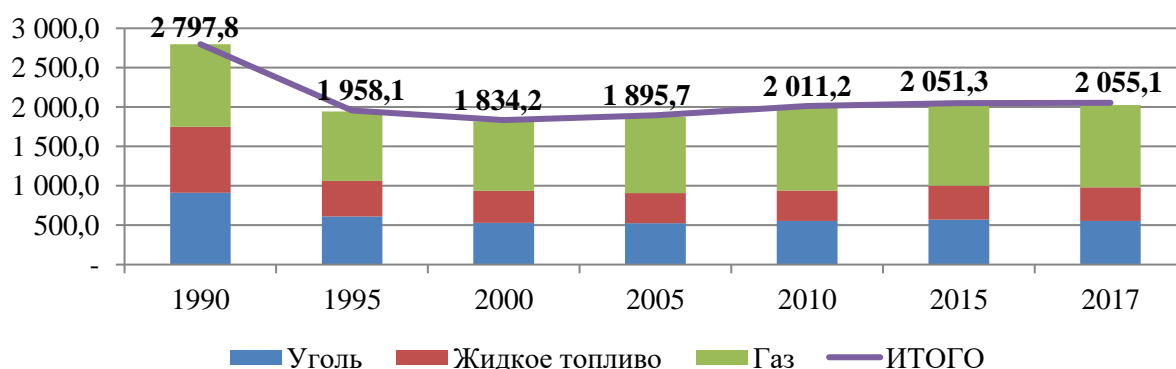












Рисунок 6.1 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании органического топлива в странах СНГ, млн т

¹⁹ http://wds.iea.org/wds/pdf/Worldco2_Documentation.pdf

Таблица 6.2– Выбросы CO₂ 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	-	-	0,0	0,0	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	-	-	-	-	-	-	-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

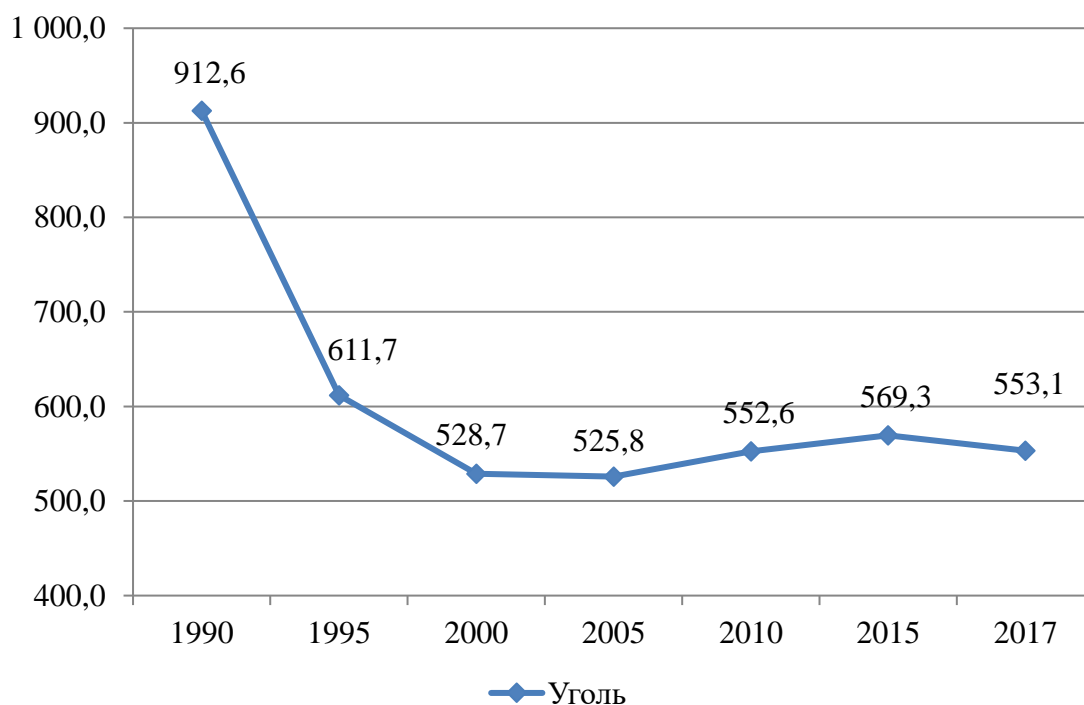












Рисунок 6.2 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании угля в странах СНГ, млн т

Таблица 6.3 – Выбросы CO₂ 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

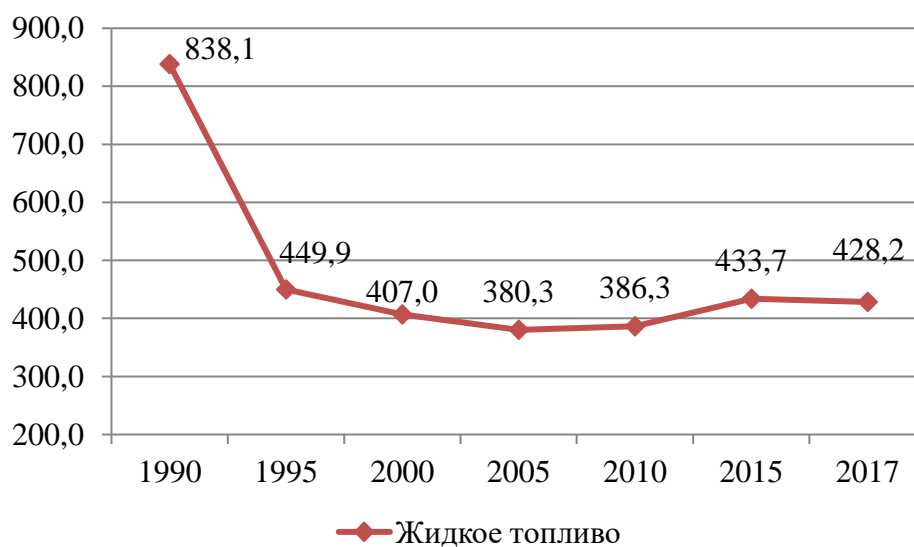











Рисунок 6.3 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании жидкого топлива (мазута) в странах СНГ, млн т.

Таблица 6.4 – Выбросы CO₂ 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

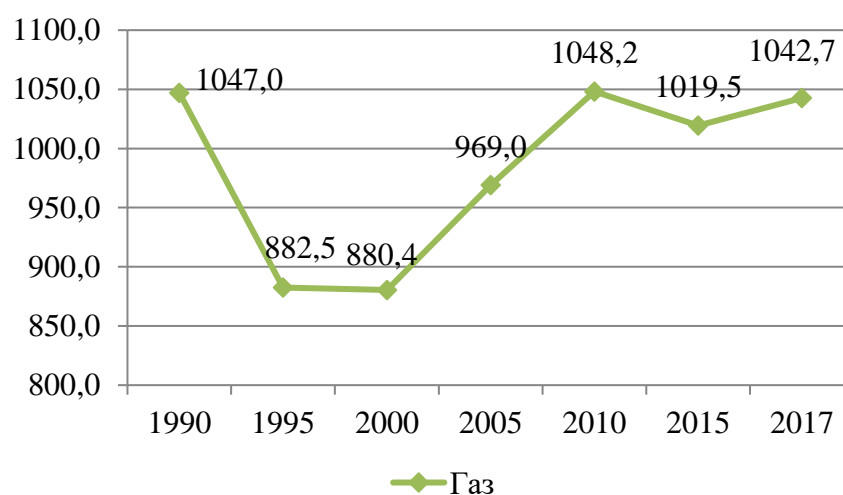


Рисунок 6.4 – Динамика выбросов CO₂ при сжигании газа в странах СНГ, млн т

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 год 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 год
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 год
Туркменистан	Третье национальное сообщение Туркменистана по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2016 год
Республика Узбекистан	Третье национальное сообщение Республики Узбекистан по Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2016 год

(Указанные документы в электронном виде содержатся в Приложении № 6.3)

7. Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития

7.1 Стратегические документы, определяющие развитие отрасли государств-участников СНГ

	Азербайджанская Республика	Указ Президента Азербайджанской Республики «Об утверждении стратегических дорожных карт по национальной экономике и основным секторам экономики» от 6 декабря 2016 года № 1138
	Республика Армения	«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 РА и развитию межгосударственной торговли» На финальной стадии согласования находится документ "Стратегия развития энергосистемы РА до 2040 года".
	Республика Беларусь	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
	Республика Казахстан	Стратегия «Казахстан-2050» Стратегический план развития Республики Казахстан до 2025 года утвержден Указом Президента Республики Казахстан № 636 от 15 февраля 2018 года. Указ Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013года № 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 «КЕГОС» на 2018-2028 гг. Утверждена Решением Совета директоров АО «КЕГОС» от 24 августа 2018 года Протокол № 9
	Кыргызская Республика	Национальная стратегия развития Кыргызской Республики на 2018-2040годы
	Республика Молдова	Постановление Правительства Республики Молдова: № 102 от 05 февраля 2013 года «Об утверждении Энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 года»
	Российская Федерация	«Энергетическая стратегия России на период до 2035г.», утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020года №1523-р Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 года Схема и программа развития ЕЭС России на 2019 – 2025 годы Утверждены приказом Минэнерго России от 28 февраля 2019 г. № 174

		Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 № 511-р.
	Республика Таджикистан	Концепция развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на период 2003-2015 года от 03 августа 2002 года, № 318 Концепция развития «зелёной» экономики в Таджикистане. 2019 г.
	Туркменистан	Концепция развития электроэнергетической отрасли Туркменистана на 2013- 2020 годы
	Республика Узбекистан	Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы «О стратегии дальнейшего развития и реформирования электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан» Постановление Президента Республики Узбекистан от 27.03.2019 г. «О мерах по развитию атомной энергетики в Республике Узбекистан». Указ Президента Республики Узбекистан от 19.06. 2019 г. Постановление Президента Республики Узбекистан от 23.10.2018 года № ПП-3981 «О мерах по ускоренному развитию и обеспечению финансовой устойчивости электроэнергетической отрасли»
	Все страны	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

Общая характеристика электроэнергетической отрасли

Энергетический сектор Армении характеризуется как хорошо сбалансированная и эффективно функционирующая система, что является типичным для развитых стран. В общем балансе электроэнергии для внутреннего потребления доли выработки электроэнергии на АЭС, ТЭС и станциях, работающих на возобновляемых источниках, приблизительно одинаковы. Два газопровода из России и Ирана обеспечивают приемлемый уровень диверсификации поставок природного газа. Передающая и распределительная сети обеспечивают надежное и стабильное снабжение электроэнергией. Уровень качества предоставления услуг потребителям постоянно повышается.

Отсутствие собственных ресурсов органического топлива и полная зависимость от импорта традиционных первичных энергетических ресурсов, определяют необходимость уделять особое внимание сохранению разумного уровня энергетической безопасности страны. Потеря энергетической безопасности является предметом большого риска для страны в силу сложившейся геополитической ситуации в регионе и не является чем-то эфемерным для нас. Поэтому в основу стратегии развития энергетики положен опыт, приобретенный страной во время тяжелого энергетического кризиса в начале 90-х годов.

Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Закон об энергетике

Закон был принят 7 марта 2001 года. Он регулирует отношения между органами государственной власти, юридическими лицами энергетического сектора, работающими в рамках этого закона и потребителей электроэнергии, тепловой энергии и природного газа в Республике Армения.

- Закон является основой для регулирования энергетического сектора и институциональной структуры.
- Согласно Закону Комиссия по регулированию энергетики Армении (КРЭА) является независимым регулятором.

Закон о регулирующем органе общественных услуг

В 2004 году Правительством Армении был принят Закон «Об органе по регулированию общественных услуг».

В обязанности регулирующего органа включают:

- Выдача лицензий. Все операторы по производству, передаче и распределению должны получить лицензию от КРОУ. Комиссия устанавливает порядок получения лицензий, имеет полномочия в отношении всех процедур и сроков рассмотрения заявлений для их получения.
- Установление тарифов. Комиссия устанавливает и рассматривает тарифы на производство, передачу, отправку и распределение.
- Контроль за соблюдением обязательств лицензиатом. Комиссия рассматривает работу лицензиата и может наказать оператора за нарушение лицензионных требований с помощью одного из четырех методов - предупреждение, снижение тарифов, прекращение лицензии, аннулирование лицензии. Лицензиат может обжаловать штраф на слушаниях комиссии.
- Определение правил электроэнергетического рынка. Комиссия несет ответственность за определение правил взаимоотношений между лицензиатами действующих в секторе.

- Урегулирование конфликтов между лицензиатами и потребителями. Лицензированные операторы должны представить все жалобы клиентов в комиссию. Комиссия имеет право принимать решения по урегулированию конфликтов.
- Установление качества требования к обслуживанию. Комиссия устанавливает стандарты качества для обслуживания предоставляемых клиентам по всем услугам электроснабжения.

Закон об энергосбережении и возобновляемых источниках энергии

Этот закон был принят в 2004 году и является основным нормативным актом, регулирующим устойчивую энергетику в Армении.

- Укрепление экономической и энергетической независимости РА.
- Повышение надежности энергетической системы РА.
- Создание и развитие производственной инфраструктуры и сервисных организаций для продвижения энергосбережения.
- Снижение негативного воздействия на окружающую среду и здоровье человека в результате технологических разработок.

Нормативно-правовая база по возобновляемым источникам энергии и энергосбережения.

Следующие правила предусматривают стимулы для инвестиций в производстве возобновляемой энергии:

Соглашение приобретения электроэнергии. Закон об энергетике требует, чтобы в течение первых 20 лет работы, 100 процентов электроэнергии, производимой из источников возобновляемой энергии (15 лет для малых ГЭС), были приобретены на уровне тарифов, установленных КРОУ.

Тарифные льготы. КРОУ поддерживает инвестиции возобновляемой энергии посредством льготных тарифов с фиксированной процентной ставкой. Информация о тарифах доступна на www.psgc.am и www.r2e2.am.

В 2016 году в законе об энергосбережении и возобновляемых источниках энергии были сделаны изменения, которыми были установлены ряд обязательных требований:

- требование об энергоэффективности в зданиях и сооружениях;
- требование о разработки ежегодного энергетического баланса;
- требование о маркировки энергопотребляющих устройств;
- требование об энергетическом аудите;
- требования в рамках перетоков электрической энергии между автономными энергопроизводителями, использующими возобновляемые источники энергии и распределительными сетями (Net -Metering).

Сведения о реформировании

14 сентября 2018 года решением 1010-Л Правительства РА утвержден «План-график мероприятий по либерализации рынка электроэнергии электроэнергетической системы РА и развитию межгосударственной торговли». Планируется перейти к новой либерализованной модели рынка в 2021 году. План-графиком намечены мероприятия до 2022 года.

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 РА 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 проекты строительства новых линий электропередач напряжением 400 кВ в Иран и в Грузию. В стадии оформления кредитное соглашение с немецким банком KfW на финансирование армянской части строительно-монтажных работ линий электропередач 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 вперед, 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 РА – «Об утверждении правил торговли электроэнергетического оптового рынка РА», «Об утверждении показателей надёжности и безопасности электроэнергетической системы РА» и «Сетевые правила передачи электроэнергетического рынка РА».

О реализации государственных инвестиционных программ в электроэнергетическую отрасль

Во всех официальных документах страны отмечается, что развитие атомной энергетики для нашей страны является безальтернативным путём обеспечения потребности страны в базисной электроэнергии.

Энергетиками страны выполнен большой объем 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 ≈ 240 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 РА 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), стихийно происходящим сегодня в Армении.

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 и социальной несостоятельностью населения.

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 РА, 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 намечается выполнение как горизонтально-межотраслевых, так и отраслевых мероприятий с процентными количественными показателями, установленными для достижения к 2020 году. Эти количественные показатели 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 РА на 2017-2018 годы, направленный на выполнение Национальной Программы Энергосбережения и Возобновляемой Энергетики Республики Армения».

Второй План действий охватывал период с 2017-го по 2018 годы и включал обзор Первого плана действий и новые горизонтально-межотраслевые мероприятия.

Главным мероприятием Второго Плана действий являлась разработка ежегодного энергобаланса.

Следующим мероприятием Плана действий является продолжение создания институциональной основы энергосбережения.

Другим мероприятием Плана действий является организация информационных походов, учеба и воспитание в сфере энергосбережения. Проведение этого мероприятия одинаково эффективно как для населения, так и для специалистов по энергосбережению (проектировщиков, строителей, производителей, работников сферы услуг и т.д.).

Очередным мероприятием Плана является осуществление энергосберегающих государственных закупок.

Следующим мероприятием является усовершенствование нормативного поля энергосбережения.

В План действий включено также внедрение стандартов обеспечения качества и надзора, направленных на подтверждение соответствия энергетических характеристик основных стройматериалов.

Что конкретно сделано в Армении в свете принятого Правительством Плана действий по энергосбережению?

В 2010-2018 годах была произведена гармонизация нескольких стандартов (ISO и EN) по энергоэффективности и энергопотреблению в жилых и общественных зданиях.

В 2015 году решением Правительства РА утвержден порядок о маркировке следующих энергопотребляющих оборудования:

Электрические приборы:

- бытовые холодильники, морозильники и оборудование или являющееся комбинацией таковых;
- кондиционеры;
- бытовые стиральные машины;

Газовые приборы:

- бытовые газовые котлы
- газовые печи (конвекторы)

В 2015 году Правительством РА были сделаны изменения в порядке об энергетическом аудите, которыми уточнены объекты и обновлены методологии осуществления энергоаудита.

В 2018 году Правительством РА принято постановление об «Установлении технических регламентов по энергосбережению и энергоэффективности в новостроящихся жилых многоквартирных зданиях, а также в объектах, строящихся (реконструирующихся) за счет государственных средств».

Также был разработан и опубликован энергетический баланс Республики Армения за 2015, 2016, 2017, 2018 годы.

В настоящее время разрабатывается План действий Правительства РА 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. Строительство около 1000 МВт солнечных электростанций предусмотрено до 2023 года, что требует строительство соответствующих инфраструктур с привлечением инвестиций.

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 РА.

Далее последует строительство 7-и дополнительных 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 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 Российской Федерации.

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 перетоков 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 (далее ТЭО). Доработанный вариант ТЭО было обсуждено в рамках видеоконференции 22.07.2020.

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 1 марта 2016 г. № 169) и Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 – 2020 годы (постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 31 марта 2016 г. № 8).

Ввод объектов электрогенерации организациями Минэнерго в 2018 году не производился. Нарастающим итогом в 2016 – 2019 годы введено 221,86 МВт, выведено из эксплуатации 255,44 МВт.

В рамках интеграции Белорусской атомной электростанции в объединенную энергетическую систему выполняются работы по установке электродкотлов на тепловых электрических станциях и в котельных ГПО «Белэнерго».

В рамках оптимизации уровней тарифов на электроэнергию для потребителей, осуществляющих расчеты за электроэнергию по тарифам, дифференцированным по временным периодам с 1 января 2019 г. снижен дифференцированный по временным периодам тариф на электрическую энергию, используемую юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Анализ текущего состояния энергосистемы и хода реализации основных программных документов показывает, что в Беларуси сформирована высокоэффективная система производства и транспортировки тепловой и электрической энергии. Начиная с 2000 годов проведена широкомасштабная модернизация основных производственных активов энергосистемы, а с 2016 года реализуется комплекс мероприятий, позволяющий эффективно интегрировать АЭС с энергосистему.

Установленная мощность ОЭС Беларуси на 1 января 2020 г. составила 10 098,14 МВт, в том числе электрическая мощность 3 конденсационных станций – 4 704 МВт, 14 ТЭЦ более 50 МВт – 3 856 МВт, ТЭЦ менее 50 МВт – 238 МВт, мини-ТЭЦ – 42 МВт, 25 ГЭС и ВЭУ – 98 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 1 810 МВт (на 21,8%).

Развитие электрогенерирующих объектов

Целевые показатели развития электрогенерации в республике определены Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23 декабря 2015 г. № 1084.

Оптимизацию состава оборудования электрогенерирующих источников ОЭС Беларуси планируется осуществлять 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 1 050 МВт:

- блоки № 3, 4 Березовской ГРЭС – 430 МВт;
- блок № 1 ТЭЦ-5 – 320 МВт;
- блок Лукомльской ГРЭС – 300 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 (ГПА) и котел-утилизатор соответствующей тепловой мощности;

- предусматривать применение газотурбинных установок (далее – ГТУ) 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 строительства 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 2020 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 7 500 км (в однотрубном исчислении), а находящихся в ведении организаций жилищно-коммунального хозяйства – 14 600 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.

До 2025 года планируется:

реконструировать девять подстанций классом напряжения 220 - 750 кВ;

построить одну линию электропередачи классом напряжения 330 кВ взамен линии электропередачи классом напряжения 220 кВ протяженностью 70 км.

До 2030 года планируется:

реконструировать одиннадцать подстанций классом напряжения 220 - 750 кВ;

построить одну линию электропередачи классом напряжения 330 кВ протяженностью 177 км;

вывести из эксплуатации отдельные линии электропередачи классом напряжения 220 кВ с истекшим сроком эксплуатации.

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 (10) 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 (далее – 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.

В таблице 7.1 приведен перечень намеченных к установке СКРМ ПС 330 кВ.

Таблица 7.1 СКРМ, намеченные к установке на ПС 330 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Параметры			
		U _{ном} , кВ	Тип	Q, Мвар	Диапазон регулирования, Мвар
	Россь	330	УШР	180	9 ... 180
	Лида	10	ШР	2x30	0; 30; 60
	Столбцы	10	ШР	2x20	0; 20; 40
	Мозырь	10	ШР	2x20	0; 20; 40
	Калийная	10	ШР	30	0; 30
	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 запланированы к реализации следующие технические мероприятия:

При отделении ОЭС Украины:

- сооружение ВЛ 330 кВ Мозырь – Микашевичи (длиной 150 км) с реконструкцией ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Микашевичи и ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Мозырь;

- сооружение ВЛ 35 кВ Храковичи – Комарин (длиной 30 км), реконструкция ПС 110 кВ Брагин, Комарин и ПС 35 кВ Храковичи, Савичи;

- сооружение КЛ 10 кВ от опоры № 77 ВЛ 10 кВ №153 ПС 35 кВ Комаровка до ТП 10/0,4 кВ на территории н.п. «Рытец» (длиной 6,5 км).

При отделении ЭС Литвы:

- сооружение захода-выхода ВЛ 330 кВ Белорусская АЭС – Россь на ПС 330 кВ Лида (длиной 2х3 км) с реконструкцией ПС 330 кВ Лида (установка пяти элегазовых выключателей 330 кВ с переходом ОРУ 330 кВ на типовую схему «Полуторная»);

- строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Гродно Южная – Россь длиной 70 км и Гродно Южная – Промузел (Волковыцкий ЭУ) длиной 78 км по существующей трассе ВЛ 220 кВ Россь – Гродно Южная с реконструкцией ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Россь, ПС 330 кВ Гродно Южная т и ПС 110 кВ Промузел (Волковыцкий ЭУ) с установкой выключателей 110 кВ для подключения намечаемой ВЛ 110 кВ (в случае вывода из эксплуатации сети 220 кВ);

- сооружение линейной перемычки 110 кВ на участке ВЛ 110 кВ Игналинская АЭС – Опса с организацией ВЛ 110 кВ Видзы – Опса;

- строительство ВЛ 110 кВ Поставы-330 – Комаи – Подольцы (87 км) с ответвлением на ПС Лынтупы (8 км) с переводом ПС 35 кВ Комаи и ПС 35 кВ Лынтупы на напряжение 110 кВ и демонтаж ВЛ 35 кВ Комаи – Лынтупы;

- сооружение ВЛ 35 кВ Субботники – Сураж длиной 15 км.

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 из энергорайона ПС 220 кВ Брест-2 по существующей связи 110 кВ Брест-2 – Вулька Добрыньска с пропускной способностью 200 МВт.

7.2.3. Республика Узбекистан²⁰

Развитие тепловой энергетики

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 годы 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 г.).

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 2021-2023гг.

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).

²⁰ Источник информации: Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы

Развитие гидроэнергетики

В период 2020-2030 годы 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 3 785 МВт, объем вырабатываемой электрической энергии - 13,1 млрд кВт·ч (в 2,2 раза к 2019 г.).

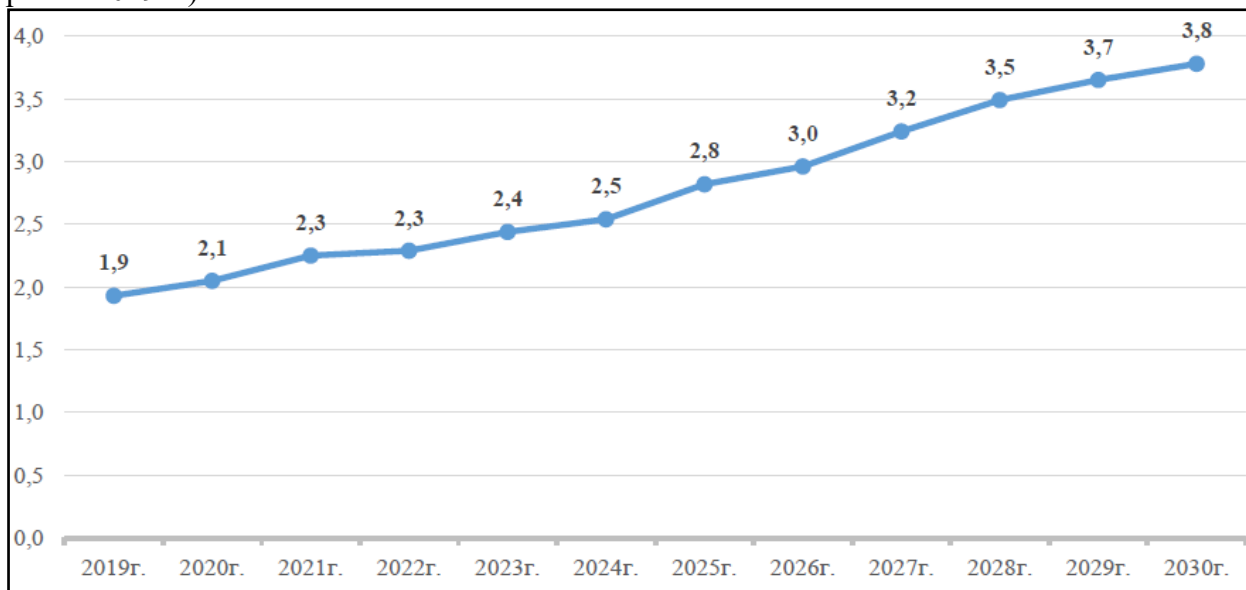


Рисунок 7.1 Рост установленной мощности ГЭС в 2018-2030 гг., МВт

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 подключенным 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 внутривнутриреспубликанского 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.

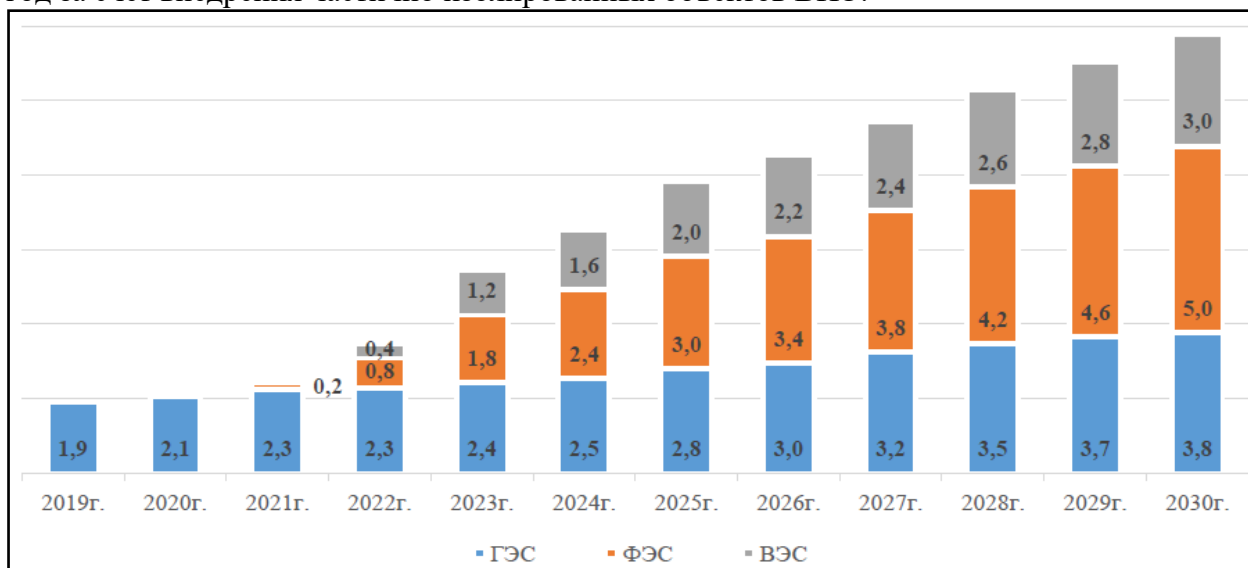


Рисунок 7.2 Структура генерации на основе ВИЭ к 2030 г., МВт

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 электроэнергетики:

- 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 предусмотрено 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 будут:

- создан Единый центр обработки данных;
- завершен 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

Переход к оптовому рынку электрической энергии 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:

- Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» в новой редакции;
- Закон Республики Узбекистан «О Независимом Регуляторе энергетического рынка»;
- Электросетевой Кодекс (Grid Code), а также другие необходимые нормативно-правовые акты.

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 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.

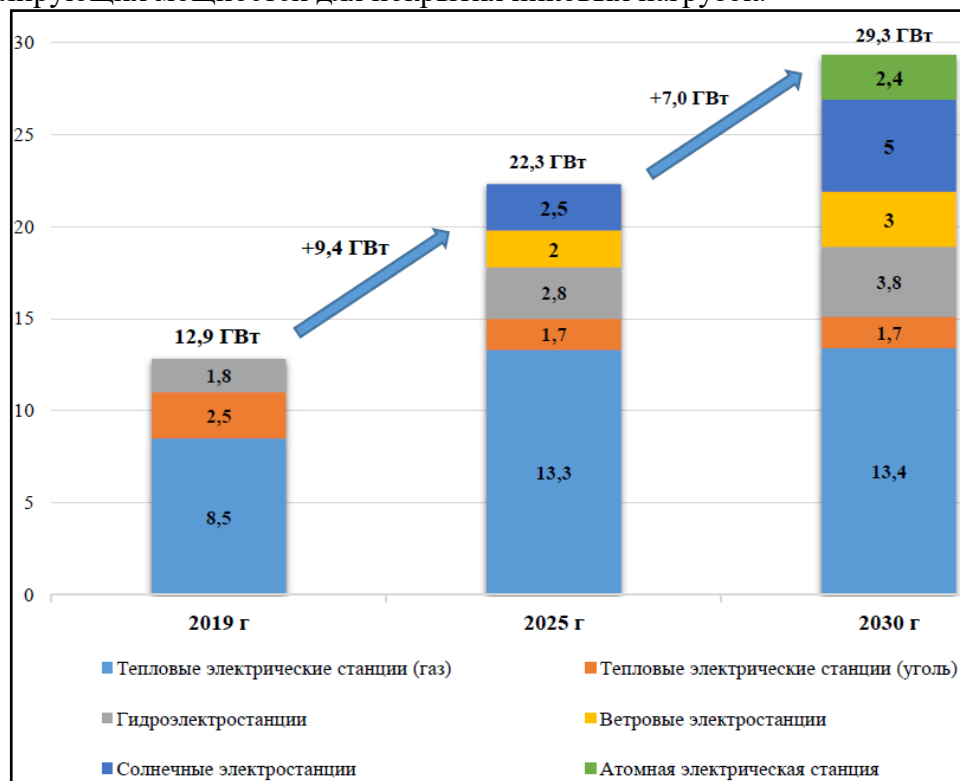


Рисунок 7.3 Изменение установленной мощности 2019-2030 гг., МВт

– 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 %);

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

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

8. Ресурсное обеспечение трансформации энергетических систем в государствах – участниках СНГ

8.1 Предприятия и оборудование машиностроительного комплекса стран СНГ

Республика Беларусь

№	Наименование предприятия	e-mail
1) Перечень предприятий энергетического машиностроения		
1.	ОАО «Минский электротехнический завод им. В. И. Козлова»	https://metz.by/
2.	Могилевский завод "Электродвигатель"	https://www.mez.by/
2) Перечень предприятий электротехнической промышленности		
1.	ОАО «Брестский электроламповый завод»	https://brestlamp.by/
2.	ОАО «Электроаппаратура»	https://www.gomelapparat.org/
3.	ОАО «Лидский завод электроизделий»	https://lzei.by/
3) Перечень предприятий кабельной промышленности		
1.	Белкабель. Ассоциация предприятий кабельной промышленности	http://belcabel.by/catalog
2.	ОАО «Щучинский завод «Автопровод»	https://www.avtoprovod.com/
3.	ОАО «Беларускабель»	https://belaruskabel.by/
4.	СЗАО «Белтелекабель»	http://beltelecabel.by/
5.	СОАО «Гомелькабель»	http://gomelcable.com/
6.	ООО «ГОСНИП»	http://gosnip.by/
7.	ОАО «Кобринагромаш»	http://kam.by/
8.	ИПУП «Эколь»	https://ecol.by/
9.	ООО «ПО «Энергокомплект»	http://vikab.by/

Российская Федерация

№	Наименование предприятия	e-mail
1) Перечень предприятий энергетического машиностроения		
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	http://www.power-m.ru
2.	ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО □ Подольск»	http://aozio.ru
3.	ООО «Сибэнергомаш – БКЗ»	www.sibem-bkz.com
4.	АО «Уральский турбинный завод» (АО «УТЗ»)	http://www.utz.ru/
2) Перечень предприятий электротехнической промышленности		
1.	ООО «Тольяттинский Трансформатор»	https://transformator.com.ru
2.	АО Высоковольтного оборудования «Электроаппарат»	https://elektroapparat.ru
3.	ООО Лысьвенский завод тяжелого электрического машиностроения «Привод»	www.privod-lysva.ru
4.	АО «Курский электроаппаратный завод»	https://keaz.ru
5.	АО «Чебоксарский электроаппаратный завод»	https://www.cheaz.ru
6.	ООО «Русэлпром»	https://www.ruselprom.ru
7.	ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (ЗАО «ЗЭТО»)	www.zeto.ru

8.	АО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара»	https://www.electroshield.ru
9.	АО «Группа «СВЭЛ»	www.svel.ru
3) Перечень предприятий кабельной промышленности		
1.	ООО «Камский кабель»	https://www.kamkabel.ru
2.	ЗАО «Москабельмет»	https://www.mkm.ru
3.	ООО «Производственная компания «Севкабель»	https://sevkab.ru
4.	«Холдинг Кабельный Альянс»	https://www.holdcable.com
5.	АО «РОССКАТ»	www.rosskat.org
4) Перечень предприятий экологического машиностроения		
1.	ООО «Финго-Комплекс»	http://www.fingo.ru/
5) Перечень предприятий <input type="checkbox"/> производителей оборудования для ВИЭ		
1.	ООО «Хевел»	https://www.hevelsolar.com
2.	ООО «Тольяттинский Трансформатор»	https://www.transformator.com.ru

Республика Узбекистан

№	Наименование предприятия	e-mail
3) Перечень предприятий кабельной промышленности		
1.	СП ООО «Artikel Aziya Kabel»	www.artikul-kabel.uz
2.	СП АО «UZKABEL»	www.uzkabel.uz
3.	СП АО «DEUTSCHE KABEL AG TASCHKENT»	www.dkg.uz
4.	СП ООО «TECHNO CABLE GROUP»	www.tcg.uz
5.	СП ООО «YUQORICHIRCHIQ ENERGY SYSTEMS»	www.ymi.uz
6.	ООО «ULTRA PLAST»	www.ultraplast.uz
7.	«QUVVAT»	www.quvvat.uz
8.	ИП ООО «ALUKABEL PAYRAV»	
9.	СП ООО «AZIMUTH CABLE»	www.opticab.uz
10.	ООО «DIAMOND PETROL»	
11.	ООО «ELEREM»	
12.	СП ООО «FALK PORSCHE FIBERGLASS»	www.dkg-ag.de
13.	ЧП «HAMROR KABEL»	
14.	ООО «HAYAT POWER KABLE SYSTEMS»	www.hayatpowercable.uz
15.	ТМ «KABEL TECH»	www.rfbeltech.uz
16.	ООО «MAROKAND KABEL INVEST»	
17.	ООО «OSIYO KABEL»	www.kabel.uz
18.	СП ООО «PROCAB»	www.prokab.uz
19.	ООО «RELIABLE TRADING GROUP»	www.rtg.uz
20.	ООО «SAM-ELEKTR-INVEST»	
21.	АО «SREDAZSVETMETENERGO»	www.energomet.uz
22.	ООО «TRUST ELEKTRONICS»	
23.	ООО «U-TRADE»	
24.	СП ООО «UZERAЕKABLE»	www.uzeraecabl.uz
25.	АО УЗБЕКСКО-РССИЙСКОЕ СП «АНДИЖАНКАБЕЛЬ»	www.cable.uz

8.2 Научно-техническое обеспечение электроэнергетики

Республика Беларусь

№	Наименование предприятия	e-mail
2) Перечень отраслевых и академических институтов государств - участников СНГ		
1.	РУП «БЕЛТЭИ»	http://beltei.by/
2.	РУП «Белэнергосетьпроект»	https://www.besp.by/
3.	РУП «Белнипиэнергопром»	http://belnipi.by/

Российская Федерация

№	Наименование предприятия	e-mail
1) Перечень научно-технических советов (НТС) государств-участников СНГ		
1.	НП НТС «ЕЭС»	http://www.nts-ees.ru/
2) Перечень отраслевых и академических институтов государств – участников СНГ		
1.	АО «ЭНИН»	https://enin.su
2.	ОАО «ВТИ»	https://vti.ru
3.	АО «Институт «Энергосетьпроект»	https://aoesp.ru/
4.	АО «Институт Теплоэлектропроект»	http://www.tep-m.ru
5.	Институт энергетических исследований РАН	https://www.eriras.ru
3) Перечень научно-технических и инженерных центров государств – участников СНГ		
1.	АО НТЦ «ЕЭС»	https://ntcees.ru

8.3 Формирование бизнес среды трансформации энергосистем (союзы, некоммерческие партнерства, агентства, финансовые институты, ассоциации)

№	Наименование союза, некоммерческого партнерства, агентства, финансового института и т.д.	e-mail
1) Национальные и международные отраслевые ассоциации действующие в государствах – участниках СНГ		
1.	Российская Ассоциация Ветроиндустрии (РАВИ)	https://rawi.ru
2.	Ассоциация развития возобновляемой энергетики	https://rreda.ru
2) Финансовые институты, действующие в государствах – участниках СНГ		
1.	Евразийский банк развития (ЕАБР)	https://eabr.org
2.	Азиатский банк развития	https://adb.jrg/
3.	Всемирный банк	https://www.vsemirnyjbank.org/
4.	Международная финансовая корпорация (МФК)	https://ifc.org/

8.4 Профессиональная подготовка (обучение), повышение квалификации и переподготовка персонала в сфере электроэнергетики

Азербайджанская Республика

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Азербайджанский технический университет	http://www.aztu.edu.az/

Республика Армения

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Национальный политехнический университет Республики Армения	https://polytech.am/

Республика Беларусь

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Белорусский национальный технический университет	http://www.bntu.by/
2.	Белорусский государственный технологический университет	https://www.belstu.by/

Республика Казахстан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Алматинский университет энергетики и связи (АУЭС)	http://www.aues.kz/
2.	Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева	https://satbayev.university/
3.	Казахский национальный университет им. Аль-Фараби	http://www.kaznu.kz/
4.	Государственное коммунальное казенное предприятие «Алматинский государственный колледж энергетики и электронных технологий»	https://akep-65.kz/
5.	Коммунальное государственное казенное предприятие «Электротехнический колледж управления образования Восточно-Казахстанского областного акимата»	http://www.eko.edu.kz/
6.	Коммунальное государственное казенное предприятие «Актюбинский колледж связи и электротехники»	https://acce.kz/
7.	Алматинский гуманитарно-технический университет	https://edu-kz.com/

8.	Алматинский Университет энергетики и связи (АУЭС)	http://aues.kz/
9.	Атырауский институт нефти и газа	http://aogu.edu.kz/
10.	Восточно-Казахстанский государственный технический университет имени Д. Серикбаева	https://www.ektu.kz/?lang=ru
11.	Екибастузский инженерно-технический институт имени академика К.Сатпаева	https://eitiedu.com/
12.	Жезказганский университет имени О.А.Байконурова	http://www.zhezu.kz/
13.	Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана	http://www.wkau.kz/
14.	Инновационный Евразийский университет	https://ineu.kz/
15.	Казахская академия транспорта и коммуникаций имени М. Тынышпаева	https://www.kazatk.kz
16.	Казахский агротехнический университет имени С.Сейфуллина	http://kazatu.kz/
17.	Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева (КазНТУ, Политех)	https://satbayev.university/
18.	Казахский университет путей сообщения	https://kuwc.kz/
19.	Карагандинский государственный индустриальный университет	http://www.kgiu.kz/
20.	Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга им. Ш. Есенова	http://www.yu.edu.kz/ru/
21.	Костанайский государственный университет имени А. Байтурсынова	http://www.ksu.edu.kz/
22.	Костанайский инженерно-педагогический университет	https://kineu.kz/
23.	Костанайский социально-технический университет имени Зулхарнай Алдамжара	http://www.kosstu.kz/
24.	Кызылординский государственный университет имени «Коркыт Ата»	https://www.korkyt.kz/
25.	Международный Казахско-Турецкий университет имени Х.А.Ясави	http://ayu.edu.kz/
26.	Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова	http://www.psu.kz/
27.	Рудненский индустриальный институт	http://rii.kz/
28.	Северо-Казахстанский государственный университет имени М.Козыбаева	http://www.nkzu.kz/?lang=ru
29.	Таразский государственный университет имени М. Х. Дулати	www.tarsu.kz
30.	Таразский технический институт	https://www.alem-edu.kz/ru/university/tarazskij-tehnicheskij-institut/
31.	Южно-Казахстанский государственный университет имени М.Ауэзова	http://www.ukgu.

Кыргызская Республика

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		

1.	Кыргызский Государственный Технический Университет им. И. Раззакова	http://kstu.kg/
2.	Кыргызский государственный университет строительства, транспорта и архитектуры им.Н.Исанова	www.ksucta.kg/ru/
3.	Кыргызско-Российский Славянский университет	https://krsu.edu.kg/

Российская Федерация

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	ФГБУ «Национальный исследовательский университет «МЭИ»	https://mpei.ru
2.	ФГБУ «Казанский государственный энергетический университет»	https://kgeu.ru/
3.	ФГБУ «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»	http://ispu.ru/
4.	ФГБУ «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»	https://mephi.ru/

Республика Таджикистан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Таджикский Технический университет им. Академика М.С. Осими	http://www.ttu.tj/
2.	Институт энергетики Таджикистана	http://det.tj/
3.	Филиал Московского энергетического института в городе Душанбе	https://df.mpei.ru/Pages/default.aspx

Республика Узбекистан

№	Наименование ВУЗа	e-mail
1) Перечень ВУЗов участвующих в подготовке кадров для энергетической отрасли (электроэнергетика, экология, энергоэффективность и ВИЭ)		
1.	Технический институт Еджу в городе Ташкент	info@ytit.uz
2.	Ташкентский Государственный Технический Университет имени Ислама Каримова (ТГТУ)	tstu_info@tdtu.uz
3.	Туринский Политехнический Университет в Ташкенте	info@polito.uz
4.	Университет Инха в Ташкенте (IUT)	info@inha.uz

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Правовое регулирование отношений государств – участников СНГ в сфере электроэнергетики		Кол-во докум.
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	20
2.4	Актуальные обзоры и отчёты о функционировании электроэнергетики	6
Приложение 3. Энергоэффективность и энергосбережение		
3.1	Основные нормативные правовые акты	12
3.4	Актуальные обзоры и доклады по вопросам энергоэффективности и энергосбережения	8
Приложение 4.2. Законодательство и механизмы поддержки внедрения ВИЭ		
4.2.1	Законодательство ВИЭ	9
Приложение 4.4. Актуальные обзоры и доклады по ВИЭ		
4.4.1	Международные обзоры и доклады по ВИЭ	1
4.4.2	Обзоры и доклады по ВИЭ государств-участников СНГ	-
Приложение 5. Экология		
5.1	Модельные кодексы и законы в области охраны окружающей среды	9
5.3	Отчеты, разработанные Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ и принятые Электроэнергетическим Советом СНГ	10
5.4	Актуальные обзоры и доклады по вопросам экологии	15
Приложение. 6. Изменение климата		
6.3	Актуальные доклады и национальные сообщения государств-участников СНГ	13
Приложение 7. Эволюция энергетических систем: новые возможности для достижения целей устойчивого развития		
7.1	Стратегические документы, определяющие развитие отрасли государств-участников СНГ	21
Приложение 8. Перечень научно-технических журналов в сфере электроэнергетики		4

**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;

с. Совместная организация мероприятий по повышению квалификации и обмену знаниями в контексте региональных программ и инициатив IRENA и/или ЭЭС СНГ, в зависимости от ситуации;

д. 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;

е. 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

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

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

Александр Новак

Генеральный директор

Президент

Дата:

Дата: