

ПРОТОКОЛ
11-го заседания Координационного совета
при Электроэнергетическом Совете СНГ
в формате видеоконференции

20 октября 2025 года

г. Москва

В 11-м заседании Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ (КС при ЭЭС СНГ) в формате видеоконференции приняли участие члены КС при ЭЭС СНГ и уполномоченные представители Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Республики Узбекистан, представители Исполнительного комитета СНГ, Председатель и сотрудники Исполнительного комитета ЭЭС СНГ (**согласно Приложению 1**).

Заседание КС при ЭЭС СНГ открыл и по согласованию с членами КС при ЭЭС СНГ вел Председатель Исполнительного комитета ЭЭС СНГ Купчиков Т.В.

Участники заседания утвердили Повестку дня 11-го заседания Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ:

1. О подготовке 67-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.
2. О ходе согласования проекта Стратегии развития топливно-энергетического комплекса государств – участников СНГ на период до 2035 (в перспективе до 2050) года.

Основание:

П. 1.1. Плана мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики на период до 2035 года, утвержденного Решением Совета глав правительств СНГ от 24 мая 2024 года;

Протокол заседания экспертной группы государств – участников СНГ по согласованию проекта Стратегии развития топливно-энергетического комплекса государств – участников СНГ на период до 2035 (в перспективе до 2050) года от 11 сентября 2025 года.

3. О документах Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем (КОТК).

3.1. Об утверждении Типового положения об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем.

3.2. Об утверждении Плана работы КОТК на 2026-2027 гг.

3.3. О согласовании Методических указаний по устойчивости параллельно работающих энергосистем.

Основание: пп. 5, 8 и 10 Протокола 47-го заседания КОТК от 25-26 сентября 2025 года.

Докладчик: Опадчий Федор Юрьевич, Председатель КОТК, Председатель Правления АО «СО ЕЭС»

4. Тематический доклад «Влияние интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на снижение суммарной инерции в электроэнергетических системах (ЭЭС)».

Основание: письмо АО «НЭС Узбекистана» от 22.08.2025 № 01-03-39/5232.

Докладчик: Кузнецов Олег Николаевич, к.т.н., доцент кафедры Электроэнергетические системы, заведующий НИЛ «Проблемы электрических систем»

5. О персональном составе Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.

Основание: пп. 3.1 и 3.5 Положения о Координационном совете при Электроэнергетическом Совете СНГ.

6. Об утверждении персонального состава рабочих групп Электроэнергетического Совета СНГ.

Основание: абзац 6 п. 4.1 Положения о Координационном совете при ЭЭС СНГ, утвержденного Решением 60-го заседания ЭЭС СНГ от 14 июля 2022 года.

7. О применении Регламента оценки эффективности деятельности рабочих структур и Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

Основание: п. 2.2. Протокола 61-го заседания ЭЭС СНГ от 12 октября 2022 года.

8. Об информации о результатах ревизии финансово – хозяйственной деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

Основание: п. 6.4. Положения о порядке разработки, согласования и утверждения Сметы расходов на финансирование деятельности Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

9. О дате и месте проведения очередного 12-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ.

*Докладчик по пп. 1, 2, 5-9: Купчиков Тарас Вячеславович,
Председатель Исполнительного комитета ЭЭС СНГ*

По результатам рассмотрения включенных в Повестку дня заседания вопросы участники заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ приняли следующие решения:

1. О подготовке 67-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

Выступили: Купчиков Т.В.

Решили:

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

1.2. Одобрить проект Повестки дня 67-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ (**согласно Приложению 2**).

2. О ходе согласования проекта Стратегии развития топливно-энергетического комплекса государств – участников СНГ на период до 2035 (в перспективе до 2050) года.

Выступили: Купчиков Т.В., Анощенко К.Б.

Решили:

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

2.2. Одобрить проект Решения Электроэнергетического Совета СНГ «О ходе согласования проекта Стратегии развития топливно-энергетического комплекса государств – участников СНГ на период до 2035 (в перспективе до 2050) года» (**согласно Приложению 3**).

3. Документы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем (КОТК)

3.1. Об утверждении Типового положения об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем.

Выступили: Купчиков Т.В., Опачий Ф.Ю.

Решили*:

3.1.1. Утвердить Типовое положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем (**согласно Приложению 4**).

3.1.2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой и компаниям электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ руководствоваться данным документом при разработке соответствующих документов на уровне государств - участников СНГ.

** Редакция Республика Казахстан п. 3.1.2. «Рекомендовать органам управления электроэнергетикой и компаниям электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ руководствоваться данным документом при разработке соответствующих документов на уровне государств - участников СНГ, с учетом соблюдения требований нормативно-правовых актов в области электроэнергетики и внутренних нормативных документов государств – участников СНГ».*

3.2. Об утверждении Плана работы КОТК на 2026-2027 гг.

Выступили: Купчиков Т.В., Опадчий Ф.Ю.

Решили:

3.2.1. Утвердить План работы КОТК на 2026-2027 гг. (**согласно Приложению 5**).

3.3. О согласовании Методических указаний по устойчивости параллельно работающих энергосистем.

Выступили: Купчиков Т.В., Опадчий Ф.Ю.

Решили:

3.3.1. Согласовать проект Методических указаний по устойчивости параллельно работающих энергосистем (**согласно Приложению 6**).

3.3.2. Внести проект Методических указаний по устойчивости параллельно работающих энергосистем на утверждение на очередном заседании Электроэнергетического Совета СНГ (проект Решения ЭЭС СНГ **согласно Приложению 7**).

4. Тематический доклад «Влияние интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на снижение суммарной инерции в электроэнергетических системах (ЭЭС).

Выступили: Купчиков Т.В., Кузнецов О.Н., Садуллаев Э.Ф.

Решили:

4.1. Принять к сведению тематический доклад «Влияние интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на снижение суммарной инерции в электроэнергетических системах (ЭЭС)».

4.2. Исполнительному комитету проработать вопрос проведения совместного заседания Рабочей группы по низкоуглеродному развитию электроэнергетики (РГ НУР) и Рабочей группы по цифровой трансформации

электроэнергетики (РГ ЦТЭ), посвященного теме влияния интеграции ВИЭ на снижение суммарной инерции в ЭЭС, с целью рассмотрения целесообразности и возможности подготовки соответствующих рекомендаций для дальнейшего использования в государствах – участниках СНГ.

4.3. Членам Координационного совета при ЭЭС СНГ оказать содействие Исполнительному комитету ЭЭС СНГ в приглашении на совместное заседание РГ НУР и РГ ЦТЭ докладчиков от соответствующих государств – участников СНГ, а также, при наличии возможности, экспертов в области мирового опыта в данной области.

4.4. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ проработать вопрос о привлечении специалистов международных организаций для участия в совместном заседании РГ НУР и РГ ЦТЭ.

5. О персональном составе Координационного совета при ЭЭС СНГ.

Выступили: Купчиков Т.В.

Решили:

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

5.2. Внести в проект Повестки дня очередного 67-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ вопрос «О Председателе Координационного совета при ЭЭС СНГ» в связи с истечением срока полномочий Исакулова Дадажона Айнакуловича (проект Решения ЭЭС СНГ **согласно Приложению 8**).

5.3. Профильным министерствам государств – участников СНГ, при наличии изменений в составе КС при ЭЭС СНГ, представить в Исполнительный комитет ЭЭС СНГ уведомления о новых членах КС при ЭЭС СНГ.

6. Об утверждении персонального состава рабочих групп Электроэнергетического Совета СНГ.

Выступили: Купчиков Т.В.

Решили:

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

6.2. Утвердить персональный состав:

Рабочей группы по технологическим вопросам надежности и безопасной работы оборудования (**согласно Приложению 9**),

Рабочей группы по вопросам профессионального образования и подготовки кадров (**согласно Приложению 10**),

Рабочей группы «Формирование общего электроэнергетического рынка государств - участников СНГ» (РГ «Рынок») (согласно Приложению 11).

6.3. Внести изменения в Предложения по включению в проект Плана работы на 2023-2025 годы Рабочей группы «Формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ» (РГ «Рынок»), принятые за основу Решением 4-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ от 29 сентября 2022 года, изложив пункт 5 в следующей редакции: «Подготовка Доклада на тему «Мониторинг формирования внутренних электроэнергетических рынков в государствах – участниках СНГ».

7. О применении Регламента оценки эффективности деятельности рабочих структур и Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

Выступили: Купчиков Т.В.

Решили:

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

7.2. Установить для Рабочей группы «Формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ» следующие правила заполнения Карточки эффективности деятельности рабочей структуры ЭЭС СНГ, являющейся Приложением 2 Регламента оценки эффективности деятельности рабочих структур и Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ, утвержденного Решением 6-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ от 07 августа 2023 года:

- исключить применение подраздела 2.3. «Дополнительная к Плану активность», включая ключевые показатели 2.3.1 «Участие в форумах, конференциях, круглых столах и семинарах по тематике рабочей структуры ЭЭС СНГ, а также организованных в рамках СНГ в статусе члена рабочей структуры», 2.3.2 «Участие в подготовке информационных изданий ИК ЭЭС СНГ в статусе члена рабочей структуры ЭЭС СНГ» и 2.3.3 «Публикации по тематике рабочей структуры ЭЭС СНГ в качестве члена рабочей структуры ЭЭС СНГ»;

- установить весовое значение ключевого показателя подраздела 2.1 «Исполнение отчетных задач, представленных в Плане рабочей структуры ЭЭС СНГ» в размере 50 процентов, включив в него суммарное весовое значение ключевых показателей 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3, составляющее 10 процентов.

7.3. Установить, что оценка эффективности деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ автоматически является оценкой деятельности Председателя Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

8. Об информации о результатах ревизии финансово – хозяйственной деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

Выступили: Купчиков Т.В., Аношенко К.Б.

Решили:

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

9. О дате и месте проведения очередного 12-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ.

Выступили: Купчиков Т.В.

Решили:

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

9.2. Провести 12-е заседание Координационного совета при ЭЭС СНГ в формате ВКС во II квартале 2026 года.

Настоящий Протокол составлен в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр настоящего Протокола хранится в Исполнительном комитете ЭЭС СНГ, который направит членам Электроэнергетического Совета СНГ и членам Координационного Совета при ЭЭС СНГ его заверенную копию.

Подписные решения представлены: Республикой Армения, Республикой Беларусь, Республикой Казахстан, Кыргызской Республикой, Российской Федерацией, Республикой Узбекистан.

В связи с непредставлением Республикой Таджикистан подписных решений в установленные сроки (письма Исполнительного комитета ЭЭС СНГ № 169 от 21.10.2025, № 210 от 23.12.2025, № 73 от 12.02.2026) в настоящем Протоколе учитывается голосование уполномоченного представителя Республики Таджикистан по вопросам Повестки дня, зафиксированное на видеозаписи 11-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ.

**Председатель
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**



Т.В. Купчиков

Список участников
11-го заседания Координационного совета
при Электроэнергетическом Совете СНГ
(20 октября 2025 года, 13:00 МСК)

Азербайджанская Республика		
1.	Рзаев Асаф Асад оглы	Заведующий Сектором энергоэффективности Департамента электроэнергетики и энергоэффективности Министерства энергетики (наблюдатель)
Республика Армения		
2.	Абраамян Оганес Григорьевич	И.о. начальника Департамента энергетики Министерства территориального управления и инфраструктур (уполномоченный представитель)
Республика Беларусь		
3.	Аношенко Константин Борисович	Заместитель Министра энергетики
Республика Казахстан		
4.	Мусин Асылжан Бакытович	Директор Департамента развития электроэнергетики Министерства энергетики (уполномоченный представитель)
Кыргызская Республика		
5.	Кенешбеков Нурлан Кенешбекович	Ведущий специалист управления электроэнергетики ОАО «НЭС Кыргызстана» (уполномоченный представитель)
6.	Субанкулов Темир Ильязбекович	Начальник группы перспективного развития ОАО «НЭС Кыргызстана»
7.	Алыкулов Чынгыз Мамытович	Ведущий специалист отдела ВИЭ ОАО «НЭС Кыргызстана»
8.	Султанов Адилет Чилтенбекович	ОАО «НЭС Кыргызстана»

Российская Федерация		
9.	Грабчак Евгений Петрович	Заместитель Министра энергетики
10.	Опадчий Федор Юрьевич	Председатель Правления АО «СО ЕЭС»
11.	Алексеев Павел Анатольевич	Член Правления, Директор по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС»
12.	Пилениекс Денис Викторович	Директор по развитию ЕЭС – руководитель дирекции АО «СО ЕЭС»
13.	Сударикова Ольга Викторовна	Руководитель проекта Департамента конгрессно-выставочной и международной деятельности ПАО «Россети»
14.	Москаленко Георгий Михайлович	Руководитель ДНД и ОП ПАО «Россети»
15.	Лунив Владислав Васильевич	Главный специалист Департамента международного сотрудничества ПАО «РусГидро»
16.	Нестеренко Кирилл Александрович	Директор Департамента методологии торговой деятельности и взаимодействия с органами власти Центра трейдинга ПАО «Интер РАО»
17.	Шарафеев Андрей Леонидович	Главный эксперт Дирекции по обеспечению торговой деятельности Департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»
18.	Заикина Наталия Вячеславовна	Заместитель Председателя Правления, начальник Управления мониторинга и контроля Ассоциации «НП Совет рынка»
19.	Минаков Игорь Владимирович	Руководитель проекта Департамента сопровождения торговли электрической энергией Управления развития конкурентного ценообразования Ассоциации «НП Совет рынка»
20.	Лагуткин Олег Юрьевич	Эксперт проектного офиса АО «Росатом Возобновляемая энергия»
21.	Магашева Иман	АО «Росатом Возобновляемая энергия»
22.	Кузнецов Олег Николаевич	к.т.н. доцент кафедры Электроэнергетические системы МЭИ, заведующий НИЛ «Проблемы электрических систем»

Республика Таджикистан		
23.	Ашурзода Асрор	Ведущий специалист Управления электроэнергетики Министра энергетики и водных ресурсов (уполномоченный представитель)
Республика Узбекистан		
24.	Садуллаев Эсо Файзуллаевич	Главный специалист управления стратегического развития АО «Национальные электрические сети Узбекистана» (уполномоченный представитель)
Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ		
25.	Купчиков Тарас Вячеславович	Председатель
26.	Борматин Василий Евгеньевич	Заместитель Председателя
27.	Ильенко Александр Владимирович	Заместитель Председателя
28.	Петрова Нина Алексеевна	Заместитель Председателя
29.	Фролова Ольга Юрьевна	Директор Департамента по стратегии
Исполнительный комитет СНГ		
30.	Джанахмедов Анар Ахад оглы	Заместитель директора департамента экономического сотрудничества
31.	Валевич Елена Владимировна	Советник департамента экономического сотрудничества
32.	Ивлиев Андрей Александрович	Советник департамента экономического сотрудничества

Одобен
Решением 11-го заседания
Координационного совета при ЭЭС СНГ
от 20 октября 2025 года

Проект

Повестка дня
67-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ

г. Душанбе,
Республика Таджикистан

20 ноября 2025 года

1. Тематические доклады.

1.1. Развитие практических механизмов сотрудничества Содружества Независимых Государств и Шанхайской организации сотрудничества (ШОС).

Докладчики: уточняются

1.2. Расчет углеродного следа АЭС.

Докладчик: Артемьев Константин Петрович, заместитель Генерального директора – директор по энергетической политике АО «Концерн Росэнергоатом»

2. О ходе согласования проекта Стратегии развития топливно-энергетического комплекса государств – участников СНГ на период до 2035 (в перспективе до 2050) года.

Основание:

П. 1.1. Плана мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики на период до 2035 года, утвержденного Решением Совета глав правительств СНГ от 24 мая 2024 года;

Протокол заседания экспертной группы государств – участников СНГ по согласованию проекта Стратегии развития топливно-энергетического комплекса государств – участников СНГ на период до 2035 (в перспективе до 2050) года от 11 сентября 2025 года.

Докладчик: Купчиков Тарас Вячеславович, Председатель Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

3. Персональные назначения

3.1. О Председателе Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.

Основание: п. 3.5 Положения о Координационном совете при Электроэнергетическом Совете СНГ.

4. Вопросы, вносимые на рассмотрение Координационным советом при ЭЭС СНГ (пакетное голосование).

Докладчик: Купчиков Тарас Вячеславович, Председатель Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

4.1. Об утверждении новой редакции Методических указаний по устойчивости параллельно работающих энергосистем.

Основание: п. 8 Протокола 47-го заседания КОТК от 25-26.09.2025.

4.2. О результатах ревизии финансово – хозяйственной деятельности Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

Основание: п. 6.4. Положения о порядке разработки, согласования и утверждения Сметы расходов на финансирование деятельности Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ.

4.3. О дате и месте проведения очередного 68-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

Одобен
Решением 11-го заседания
Координационного совета при ЭЭС СНГ
от 20 октября 2025 года

К пункту 2 Повестки дня
Проект

**Электроэнергетический Совет
Содружества Независимых Государств**

Р Е Ш Е Н И Е

**«О ходе согласования проекта Стратегии развития
топливно-энергетического комплекса государств – участников СНГ
на период до 2035 (в перспективе до 2050) года»**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

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

2. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ:

– на основании полученных от государств – участников СНГ предложений по составу сформировать профильные экспертные группы по направлениям: нефтяной сектор, газовый сектор, угольный сектор и электроэнергетика, включая атомную энергетику и возобновляемые источники энергии, а также иные по необходимости (водородная энергетика, накопители энергии и др.) для дальнейшей доработки проекта Стратегии развития топливно-энергетического комплекса государств – участников СНГ на период до 2035 (в перспективе до 2050) года (проект Стратегии) и Аналитического обзора «Состояние и перспективы развития топливно-энергетического комплекса до 2035 (в перспективе до 2050) года» (проект Аналитического обзора, носящий справочный характер);

– проработать дополнительно поступившие предложения к проектам Стратегии и Аналитического обзора от Российской Федерации;

– обобщить дополнительно представленные по запросу Исполнительного комитета СНГ в правительства государств – участников СНГ замечания и предложения по тексту документов и подготовить новую редакцию проектов Стратегии и Аналитического обзора для представления в

Исполнительный комитет СНГ в установленном порядке.

3. Профильным министерствам государств – участников СНГ в целях проведения доработки проектов Стратегии и Аналитического обзора обеспечить:

– участие своих представителей и представителей системообразующих энергетических компаний в профильных экспертных группах по направлениям: нефтяной сектор, газовый сектор, угольный сектор и электроэнергетика, включая атомную энергетику и возобновляемые источники энергии, а также, в случае заинтересованности, – водородную энергетику и системы накопления энергии;

– предоставление по обоснованному запросу Исполнительного комитета ЭЭС СНГ информации для доработки проектов;

– оказание содействия в привлечении (в дополнение к представителям компаний) профильных экспертов в сфере топливно-энергетического комплекса, включая представителей научного сообщества, привлекаемых при разработке национальной энергетической политики в соответствующих государствах – участниках СНГ, при проведении Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ консультаций, конференций, семинаров (в формате ВКС) по актуальным направлениям и вопросам развития ТЭК СНГ, как в рамках доработки проекта Стратегии и формирования механизмов ее реализации, так и в рамках деятельности рабочих структур ЭЭС СНГ и организации дополнительных мероприятий.

Совершено в городе Душанбе, Республика Таджикистан 20 ноября 2025 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

От Азербайджанской Республики

От Российской Федерации

От Республики Армения

От Республики Таджикистан

От Республики Беларусь

От Туркменистана

От Республики Казахстан

От Республики Узбекистан

От Кыргызской Республики

Утверждено
Решением 11-го заседания
Координационного совета при
Электроэнергетическом Совете СНГ
от 20 октября 2025 года

ТИПОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ
об организации оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой энергосистем

(наименования энергосистем)

СОГЛАСОВАНО
решением
Рабочей группы КОТК
«Планирование и управление»
от 19.06.2025

СОГЛАСОВАНО
решением КОТК
Протокол № 47 от 25-26.09.2025

Содержание

1. ТЕРМИНЫ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	17
2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	22
3. ПОРЯДОК ВЗАИМООТНОШЕНИЙ.....	23
4. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ.....	26
5. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭС	26
6. ПОРЯДОК ВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕГОВОРОВ.....	28
7. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ, ПОДАЧИ, РАССМОТРЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАЯВОК	30
8. ПОРЯДОК ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭС.....	36
9. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ НА МГЛЭП.....	38
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 К ПОЛОЖЕНИЮ	40
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 К ПОЛОЖЕНИЮ	41
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 К ПОЛОЖЕНИЮ	43
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 К ПРИЛОЖЕНИЮ.....	46
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 К ПОЛОЖЕНИЮ	51
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 К ПОЛОЖЕНИЮ	56

1. Термины и применяемые сокращения

аварийная готовность – время, в пределах которого выведенные в ремонт линии электропередачи, оборудование или устройства должны быть подготовлены к началу операций по включению в работу или пусковым операциям (для энергетического оборудования) по диспетчерской команде диспетчерского персонала в отношении объектов диспетчеризации или по указанию оперативного персонала;

диспетчерский персонал – работники субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;

диспетчерская заявка (заявка) – документ, в котором оформляется ответственное намерение собственника или иного законного владельца объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки изменить технологический режим работы или эксплуатационное состояние объекта диспетчеризации;

диспетчерская команда (команда) – указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу нижестоящего или смежного диспетчерского центра или оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии;

диспетчерское разрешение (разрешение) – разрешение совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с изменением технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу другого диспетчерского центра либо оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии;

диспетчерское управление – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой

технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра;

диспетчерское ведение – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром (с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра);

диспетчерское наименование – точное название объекта электроэнергетики (электростанции, подстанции, переключательного пункта, линии электропередачи), основного и вспомогательного оборудования объекта электроэнергетики, устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, оборудования автоматизированных систем диспетчерского управления и автоматизированных систем технологического управления, которое однозначно определяет оборудование или устройство в пределах одного объекта электроэнергетики и объект электроэнергетики в пределах операционной зоны диспетчерского центра;

информационное ведение – организация информирования одним диспетчерским центром другого диспетчерского центра о разрешенных (отказанных) диспетчерских заявках на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и его уведомления при изменении эксплуатационного состояния соответствующих объектов диспетчеризации, не требующих согласования таких изменений с диспетчерским центром, получающим указанную информацию;

контролируемое сечение – совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, переток активной мощности по которым контролируется и/или регулируется в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования;

межгосударственное сечение – технологически обусловленная задачами планирования, управления электроэнергетическим режимом

параллельной работы и организации поставок электрической энергии совокупность межгосударственных линий электропередачи всех классов напряжения между энергосистемами (частями энергосистем) двух и более государств;

нормальный режим энергосистемы – электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются резервы мощности и запасы топлива на электрических станциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;

объект диспетчеризации – линии электропередачи, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства релейной защиты и автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра, а также параметры технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра, включенные соответствующим диспетчерским центром в перечень таких объектов, с распределением их по способу управления (ведения);

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

оперативные переговоры – переговоры между диспетчерским и/или оперативным персоналом и другими работниками, допущенными к ведению оперативных переговоров, в которых:

отдаются (принимаются) команды и разрешения, направленные на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, в том числе для предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима;

передается (принимается) информация о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии линий электропередачи, оборудования и устройств, параметрах режима работы энергосистемы (энергорайона), объекта электроэнергетики, а также о фактическом состоянии оборудования и срабатывании устройств релейной защиты и автоматики при нарушениях нормального режима;

передаются сообщения лицам, уполномоченным выдавать разрешения на подготовку рабочего места и допуск к работам, о мероприятиях, выполненных в соответствии с программой переключений и обеспечивающих безопасность производства работ;

принимаются сообщения об окончании производства работ, выполнении всех необходимых организационных и технических мероприятий и согласие на включение линий электропередачи, оборудования и устройств в работу;

передается разрешение на подготовку рабочего места и на допуск к работам на линиях электропередачи, оборудовании и устройствах, принимаются сообщения об окончании работ и готовности к вводу в работу линий электропередачи, оборудования и устройств;

отдается рапорт вышестоящему диспетчерскому или оперативному персоналу;

определяется общий порядок операций и действий для решения задач по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима.

Примечание — Право персонала осуществлять оперативные переговоры должно быть оформлено распорядительным документом соответствующей организации.

оперативный журнал – документ, предназначенный для фиксации диспетчерским персоналом событий и информации в объеме, определяемом соответствующими нормативными документами субъекта электроэнергетики;

операционная зона – территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр;

плановый почасовой график сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между энергосистемами – график среднечасовых значений электрической мощности по межгосударственному сечению, формируемый на каждые предстоящие сутки;

противоаварийная автоматика – совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и параметрами настройки для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного электроэнергетического режима;

релейная защита – совокупность устройств, предназначенных для

автоматического выявления коротких замыканий и других ненормальных режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их повреждению и/или нарушению устойчивости энергосистемы, и действующих на отключение коммутационных аппаратов в целях отключения этих линий электропередачи и оборудования от энергосистемы и/или на формирование предупредительных сигналов;

релейная защита и автоматика – релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов;

сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматического опережающего деления сети;

синхронная зона – совокупность синхронно работающего генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей, имеющих общую частоту электрического тока;

технологический режим работы – процесс, протекающий в линиях электропередачи, оборудовании, устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки, включая параметры настройки комплексов и устройств релейной защиты и автоматики;

эксплуатационное состояние ЛЭП, оборудования – состояние линии электропередачи [оборудования]: в работе (в том числе нахождение под напряжением), в резерве, ремонте, вынужденном простое или в консервации;

эксплуатационное состояние устройства релейной защиты и автоматики – состояние устройства релейной защиты и автоматики: введено в работу, оперативно выведено (не для производства работ), выведено для технического обслуживания;

электроэнергетическая система (энергосистема) – совокупность объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных общим режимом работы в едином технологическом процессе производства, передачи и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

электроэнергетический режим энергосистемы – совокупность технических параметров, характеризующих единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

В Положении применены следующие обозначения и сокращения:

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского

	управления;
ВЛ	– воздушная линия электропередачи;
ДЦ	– диспетчерский центр;
ЛЭП	– линия электропередачи;
МГЛЭП	– межгосударственная линия электропередачи;
ПА	– противоаварийная автоматика;
РА	– режимная автоматика;
РЗ	– релейная защита;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
СА	– сетевая автоматика;
СДТУ	– средства диспетчерского и технологического управления;
ЭЛТ	– электротехническое оборудование (системы (секции) шин, силовые автотрансформаторы и трансформаторы, выключатели, средства компенсации реактивной мощности, преобразовательные установки, трансформаторы напряжения и т.п.);
ЭНРГ	– энергетическое оборудование (энергоблоки, турбогенераторы, гидрогенераторы, паровые котлы, ветроэнергетические установки, фотоэлектрические солнечные модули и т.п.);
ЭС	– энергосистемы.

2. Основные положения

2.1. Настоящее Положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем _____ (далее – Положение) устанавливает порядок (наименования энергосистем)

взаимодействия диспетчерских центров _____ (наименования ДЦ)

(далее совместно упоминаемых как ДЦ) при организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЭС и определяет:

- порядок планирования электроэнергетических режимов параллельной работы ЭС;
- порядок планирования ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, отнесенных к объектам диспетчеризации ДЦ;

- порядок управления электроэнергетическими режимами параллельной работы ЭС;
- порядок производства переключений при изменении эксплуатационного состояния (вывод в ремонт и ввод в работу) МГЛЭП;
- порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок;
- порядок ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом;
- порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС;
- перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления.

2.2. Задачами оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЭС являются:

- регулирование частоты электрического тока, регулирование сальдо перетоков активной мощности с коррекцией по частоте;
- регулирование сальдо перетоков активной мощности между ЭС для выполнения планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС;
- управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации;
- поддержание уровней напряжения в контрольных пунктах по напряжению;
- планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЭС;
- регулирование перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;
- обеспечение поддержания резервов активной мощности;
- предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЭС.

3. Порядок взаимоотношений

3.1. Оперативно-диспетчерское управление параллельной работой ЭС осуществляется следующими диспетчерскими центрами:

_____ — _____.
 (наименование ЭС) (наименование ДЦ)

3.2. ДЦ совместно разрабатывают документы по управлению режимами параллельной работы ЭС, производству переключений,

предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы. ДЦ в операционной зоне которого произошли изменения, требующие корректировки документов, заблаговременно направляет на согласование предложения по их актуализации с указанием причин, вызвавших изменения.

3.3. Перечень МГЛЭП, входящих в межгосударственные сечения, приведен в приложении 1 к настоящему Положению.

3.4. Перечень объектов диспетчеризации ДЦ с распределением их по способу управления приведен в приложении 2 к настоящему Положению.

3.5. Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного ДЦ и в диспетчерском ведении одного или нескольких ДЦ.

3.6. В диспетчерском ведении ДЦ должны находиться объекты диспетчеризации, не отнесенные в его диспетчерское управление, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют на максимально допустимые перетоки в контролируемых сечениях, резервы мощности и режимы параллельной работы ЭС.

3.7. В информационном ведении диспетчера ДЦ должны находиться объекты диспетчеризации, не отнесенные в его диспетчерское управление или диспетчерское ведение, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых учитывается при планировании и управлении режимом работы его энергосистемы.

3.8. Операции по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации должны производиться по команде диспетчерского персонала ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится объект диспетчеризации, с разрешения диспетчерского персонала всех ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится данный объект диспетчеризации, и после сообщения о начале производства операций диспетчерскому персоналу, в информационном ведении которых находится объект диспетчеризации.

3.9. ДЦ, осуществляющие технологическое взаимодействие, должны ежегодно до 01 января предстоящего года, а также при внесении изменений, обмениваться:

– нормальными схемами электрических соединений объектов электроэнергетики, на которых расположены объекты диспетчеризации ДЦ или передается телеметрическая информация;

– нормальными схемами электрических соединений объектов электроэнергетики, расположенных в операционных зонах ДЦ (схемами для нормального режима энергосистемы);

– списками диспетчерского персонала, допущенного к ведению оперативных переговоров и производству переключений;

– списками лиц из числа административно-технического персонала, имеющих право подписания диспетчерских заявок.

3.10. Все списки должны представляться с указанием фамилии, имени, отчества, должности, номеров телефонов и адресов электронной почты персонала отдельно по каждому ДЦ. ДЦ обязаны своевременно уведомлять о внесенных в списки изменениях.

3.11. Рабочим языком в процессе планирования и управления режимами параллельной работы ЭС и связанного с ним ведения документации принимается русский язык.

3.12. При ведении оперативных переговоров диспетчерского персонала ДЦ и в документах, определяющих порядок управления режимами параллельной работы ЭС, принимается _____ время.

указывается применяемое время

3.13. Взаимодействие ДЦ при определении принципов выполнения, выбора типа и организации эксплуатации устройств РЗ и АПВ осуществляется в соответствии с Положением о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов) (утвержденным Координационным советом при Электроэнергетическом Совете СНГ (Протокол №2 от 15.12.2021)).

3.14. Взаимодействие ДЦ по вопросам организации автоматического противоаварийного управления, при создании (модернизации) и организации эксплуатации устройств и комплексов противоаварийной автоматики осуществляется в соответствии с Общими положениями по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС (утвержденными Решением Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ (Протокол №7 от 11.12.2023)).

3.15. ДЦ обеспечивают взаимодействие при создании (модернизации) и организации эксплуатации, определении объемов, мест размещения, мест реализации управляющих воздействий устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

3.16. Организация обмена информацией, включающего обмен телеметрической информацией и порядок организации телефонной связи для оперативных переговоров (прямых каналов связи) между ДЦ, а также перечень телеизмерений и телесигналов, передаваемых с объектов электроэнергетики, определяется соглашением об организации информационного обмена между диспетчерскими центрами.

3.17. Допускается организация взаимодействия нижестоящих ДЦ (филиалов) субъектов оперативно-диспетчерского управления по вопросам, не урегулированным настоящим Положением, в отношении ЛЭП, оборудования, устройств, находящихся в их диспетчерском управлении или ведении, в соответствии с документами, разрабатываемыми и утверждаемыми указанными ДЦ, при условии, что утверждаемые ими документы не противоречат настоящему Положению.

4. Планирование режимов параллельной работы

4.1. Планирование режимов параллельной работы ЭС осуществляется в соответствии с положением по планированию режимов параллельной работы ЭС.

4.2. Состав контролируемых сечений и величина максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях определяется инструкциями по режимам параллельной работы ЭС.

4.3. При новом строительстве, изменении параметров ЛЭП, оборудования, логики действия и/или объема управляющих воздействий устройств ПА, оказывающих влияние на величины максимально допустимых перетоков активной мощности, ДЦ, на территории операционной зоны которого произошли изменения, заблаговременно направляет на согласование предложения по изменению максимально допустимых перетоков активной мощности с указанием причин изменений. Максимально допустимые перетоки активной мощности определяются в соответствии с действующей редакцией «Методических указаний по устойчивости параллельно работающих энергосистем» (утвержденной Электроэнергетическим Советом СНГ).

4.4. Регламент формирования сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования, сводного годового графика технического обслуживания устройств РЗА, сводных месячных графиков ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования представлен в приложении 3 к настоящему Положению.

5. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЭС

5.1. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЭС осуществляется при соблюдении максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП, оборудования и допустимых уровней напряжения на объектах электроэнергетики.

5.2. Регулирование частоты осуществляется согласованными действиями диспетчерского персонала ДЦ. При параллельной работе ЭС значения частоты должны находиться в пределах $50 \pm 0,05$ Гц с допустимым отклонением значений частоты в пределах $50 \pm 0,2$ Гц и восстановлением частоты до уровня $50 \pm 0,05$ Гц за время, не превышающее 15 минут.¹

5.3. _____ обеспечивает регулирование частоты,
(наименование ДЦ)

другие ДЦ обеспечивают регулирование сальдо перетоков активной мощности энергосистемы, как алгебраической суммы перетоков активной мощности по всем МГЛЭП, с коррекцией по частоте.

Взаимодействие ДЦ по вопросам регулирования частоты и перетоков активной мощности по МГЛЭП и контролируемым сечениям, в том числе при определении Коэффициентов частотной коррекции для ЭС регламентируется Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков активной мощности (утверждены Решением Электроэнергетического совета СНГ, Протокол № 48 от 23 октября 2015 года).

Расчёт и распределение резервов первичного и вторичного регулирования осуществляется в соответствии с Методикой определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности (утверждена Решением Электроэнергетического совета СНГ, Протокол №61 от 12.10.2022).

5.4. Регулирование напряжения в контрольных пунктах по напряжению и перетоков реактивной мощности между ЭС производится согласно Правилам регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности (утверждены Решением Электроэнергетического совета СНГ, Протокол № 31 от 29.05.2007).

5.5. Среднечасовые значения электрической мощности планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС необходимо поддерживать в течение часа.

Переход от одного часового значения планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС к следующему часовому значению начинается за XX минут до истечения часа и заканчивается в течение XX минут после наступления часа.

Во время перехода допускается отклонение текущего значения сальдо перетоков от планового значения в пределах разности между значениями сальдо перетоков текущего и следующего часа планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС.

¹ Требование указывается в Положениях с участием АО «СО ЕЭС»

Допустимая величина среднечасового отклонения фактического сальдо перетоков электроэнергии (мощности) от планового значения планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС определяется в соответствии с договором (соглашением) об обеспечении параллельной работы ЭС.

6. Порядок ведения оперативных переговоров

6.1. Диспетчерский персонал ДЦ имеет право вести оперативные переговоры с диспетчерским персоналом, допущенным к ведению оперативных переговоров, в соответствии со списком, указанным в п. 3.9 настоящего Положения.

6.2. При ведении оперативных переговоров должны использоваться диспетчерские наименования объектов диспетчеризации и объектов электроэнергетики, указанные в Приложении 2 к настоящему Положению. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований в процессе ведения оперативных переговоров не допускается.

6.3. Оперативные переговоры должны быть предельно четкими и лаконичными, вестись технически грамотно и исключать неправильную трактовку.

6.4. Оперативные переговоры должны начинаться с сообщения фамилий ведущих оперативные переговоры, с указанием должности и принадлежности к соответствующему ДЦ. При использовании телефонной связи для оперативных переговоров (прямых каналов связи) допускается указывать только фамилии лиц, ведущих оперативные переговоры. При ведении оперативных переговоров разрешается только официальное обращение к собеседнику – по фамилии или по имени и отчеству (при наличии).

6.5. Диспетчерскому персоналу запрещается вести переговоры по телефонной связи для оперативных переговоров (прямым каналам связи), не связанные с выполнением должностных обязанностей.

6.6. Допускается передача команд (разрешений) персоналу, телефонная связь для оперативных переговоров с которым нарушилась, через диспетчерский персонал ДЦ, телефонная связь для оперативных переговоров с которым исправна. Данный персонал записывает команду (разрешение) в оперативный журнал и в точности передаёт команду (разрешение) персоналу, которому она была адресована, с указанием фамилии и должности отдавшего команду.

6.7. Команда должна отдаваться в повелительной форме, с обязательным указанием времени отдачи команды.

6.8. Выслушав команду, диспетчерский персонал должен дословно повторить текст команды и получить подтверждение, что команда понята правильно. Правильность понимания отданной команды подтверждается диспетчерским персоналом, отдавшим команду, словами *«Правильно. Выполняйте»*.

6.9. После запроса, разрешение должно отдаваться в утвердительной форме, с обязательным указанием времени отдачи разрешения.

6.10. Выслушав разрешение, диспетчерский персонал, запрашивающий разрешение, должен подтвердить правильность понимания полученного разрешения диспетчерскому персоналу, отдавшему разрешение, словами *«Понял. Выполняю»*.

6.11. Команда диспетчерского персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательна к исполнению получившим ее диспетчерским персоналом ДЦ.

В случае если диспетчерскому персоналу, получившему команду, она представляется ошибочной, он обязан немедленно доложить об этом лицу, отдавшему команду. При подтверждении команды диспетчерский персонал, получивший указанную команду, обязан ее выполнить.

6.12. Диспетчерскому персоналу запрещается отдавать и выполнять команды, если их исполнение создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования или приводит к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

О своем отказе выполнить команду диспетчерский персонал должен немедленно доложить лицу, отдавшему команду и своему административно-техническому руководителю, а также зафиксировать отказ в оперативном журнале с указанием причины.

6.13. Все оперативные переговоры диспетчерского персонала ДЦ должны регистрироваться электронными средствами регистрации переговоров.

ДЦ должны обеспечить сохранность указанной информации в течение не менее чем 3 месяцев со дня ее регистрации.

6.14. Команды (разрешения) диспетчерского персонала при согласованном изменении планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС должны фиксироваться в оперативном журнале.

6.15. После приемки смены диспетчерский персонал ДЦ обмениваются между собой следующей информацией:

- о составе дежурной смены;
- об отклонениях от нормальной схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, на которых расположены объекты

диспетчеризации ДЦ (о выводе в ремонт ЛЭП, оборудования и устройств, влияющих на максимально-допустимый переток в контролируемом сечении, по аварийным и неотложным диспетчерским заявкам, о досрочном вводе ЛЭП в работу, отказе от планируемых ремонтных работ на ЛЭП по разрешенной диспетчерской заявке);

– о наличии и возможности предоставления резерва активной мощности;

– сложности при управлении электроэнергетическим режимом параллельной работы ЭС (контролируемые сечения с перетоками активной мощности, близкими к максимально допустимым перетокам, замечания по уровням напряжения).

7. Порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок

7.1. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, а также изменения технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации, (далее – изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации) независимо от его включения в согласованные сводный годовой график ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования, сводный годовой график технического обслуживания устройств РЗА, сводные месячные графики ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования (далее – графики ремонтов объектов диспетчеризации) ДЦ должна быть оформлена и подана в соответствующий ДЦ диспетчерская заявка.

Пример схемы прохождения диспетчерских заявок между ДЦ указаны в приложении 4 к настоящему Положению.

7.2. Для каждого объекта диспетчеризации должна быть оформлена отдельная диспетчерская заявка. Работы, выполняемые на ЛЭП на разных объектах электроэнергетики (подстанция, электростанция), оформляются отдельными диспетчерскими заявками.

7.3. В зависимости от вида работ диспетчерские заявки подразделяются на следующие категории:

- **плановые (ПЛ)** – диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, подаваемые в соответствии с утвержденными сводными месячными графиками ремонтов в установленные ими сроками;

- **внеплановые (НПЛ)** – диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, не предусмотренное сводными месячными графиками ремонтов, подаваемые в иных случаях при возникновении в

процессе эксплуатации объекта диспетчеризации причин, которые невозможно было предвидеть на этапе формирования сводных месячных графиков ремонтов;

- **неотложные (НО)** – диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, подаваемые в случае необходимости срочного отключения объекта диспетчеризации для выполнения работ по предотвращению повреждения объектов диспетчеризации и аварийных отключений вследствие выхода параметров их работы за пределы, допустимые по условиям безопасной эксплуатации;

- **аварийные (АВ)** – диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, подаваемые в случае отключения ЛЭП, оборудования в результате действия устройства РЗА или отключения ЛЭП, оборудования дежурным работником при наличии угрозы жизни людей или повреждения соответствующих ЛЭП, оборудования, а также в случаях отключения устройств РЗА дежурным работником при неисправности или ложных (излишних) срабатываниях указанных устройств.

7.4. Регламент подачи плановых и внеплановых диспетчерских заявок указан в таблице 1.

Таблица 1

Планируемое начало заявки	Срок подачи заявки	Срок согласующего ответа на заявку	Срок утверждающего ответа на заявку
	До XX	До XX (пятница до XX)	До XX (пятница до XX)
На субботу, воскресенье, понедельник			
На вторник			
На среду			
На четверг			
На пятницу			

Утверждающий ответ на заявку передается диспетчерским центром, выполняющим функции координатора рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

7.5. Сроки подачи заявок на нерабочие праздничные и первые после праздника рабочие дни определяются ДЦ и заблаговременно направляются официальными письмами в соответствующие ДЦ.

7.6. Аварийная диспетчерская заявка оформляется в возможно короткий срок, но не позднее XX часов с момента изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния

объекта диспетчеризации, и должна содержать причины отключения и ориентировочный срок ремонта.

7.7. Аварийные и неотложные диспетчерские заявки принимаются ДЦ в любое время суток, при этом неотложные заявки принимаются за любое время до срока начала заявки.

7.8. В нерабочее время прием, оформление и проработка аварийных и неотложных заявок осуществляется диспетчерским персоналом ДЦ.

7.9. Диспетчерские заявки подразделяются на следующие виды:

- *первичные диспетчерские заявки* – вновь оформленные диспетчерские заявки;
- *диспетчерские заявки на продление* – диспетчерские заявки, продлевающие действие ранее разрешенных диспетчерских заявок.

7.10. Диспетчерская заявка на продление должна подаваться заблаговременно, но не менее чем за XX часов до истечения согласованного ранее срока окончания ремонта с указанием причины продления и нового срока окончания ремонта. Срок начала работ по диспетчерской заявке на продление должен соответствовать сроку окончания работ по продляемой диспетчерской заявке. Не допускается указывать в диспетчерской заявке на продление вид ремонта, отличный от указанного в первичной диспетчерской заявке. Диспетчерская заявка на продление должна оформляться как аварийная, если продление ремонта приводит к ограничениям или отключениям потребителей, перерасходу гидроресурсов и других видов топлива.

7.11. Присоединение к работам на выведенном из работы объекте диспетчеризации оформляется диспетчерской заявкой в сроки, указанные в п. 7.4, при этом:

- срок окончания работ по такой диспетчерской заявке не должен превышать срок окончания работ по основной диспетчерской заявке;
- срок аварийной готовности не должен быть больше срока, указанного в основной диспетчерской заявке.

7.12. Прием, оформление и подача диспетчерских заявок осуществляется посредством применяемых в ДЦ информационно-управляющих систем. При невозможности их использования допускается передача диспетчерских заявок посредством факсимильной связи или электронной почты, позволяющей достоверно установить, что документ исходит от заявителя, с последующим оформлением в информационно-управляющей системе.

Рекомендуемая форма диспетчерской заявки и требования к порядку заполнения полей диспетчерской заявки приведены в приложении 4 к настоящему Положению.

7.13. В случае ограничения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении сети операционной зоны соответствующих ДЦ, вызванного изменением эксплуатационного состояния или технологического режима работы оборудования или устройств, не являющихся объектами диспетчеризации данного ДЦ, должна быть подана диспетчерская заявка на «Режим работы ЭС» с указанием причины ограничения и контролируемого сечения, по которому имеется ограничение.

7.14. Если при изменении эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, неучтенного в процедурах планирования режимов параллельной работы ЭС, требуется корректировка планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС, в диспетчерской заявке на это изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации в поле «Оперативные указания» соответствующим диспетчерским центром должен быть указан скорректированный почасовой график сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС:

- для создаваемой электрической схемы (на время, не превышающее текущие и/или следующие операционные сутки, в течение которых изменение не было учтено в процедурах планирования);
- для случая, когда диспетчерская заявка не может быть реализована или фактические сроки ее реализации не соответствуют разрешенным срокам (реализация заявки началась позже или закончилась раньше разрешенного срока).

В случае, если в заявке на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объектов диспетчеризации, в поле «Оперативные указания» соответствующим ДЦ не указан новый почасовой график сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС, данная заявка рассматривается без изменения планового почасового графика сальдо перетоков.

7.15. Диспетчерская заявка, подаваемая в ДЦ, должна быть рассмотрена технологическими службами и подписана главным диспетчером (уполномоченным лицом) ДЦ подающего диспетчерскую заявку.

7.16. В случае нарушения подающим диспетчерскую заявку ДЦ сроков, указанных в п. 7.4, получивший диспетчерскую заявку ДЦ может отказать в ее согласовании или рассмотреть на другой срок в соответствии с регламентом.

7.17. Неотложная диспетчерская заявка рассматривается незамедлительно после ее получения для определения возможности ее реализации с точки зрения подготовки электроэнергетического режима с

учетом условий ранее разрешенных или действующих диспетчерских заявок. Диспетчерская заявка может быть согласована в просимый срок либо в другой срок с учетом необходимости создания условий реализации диспетчерской заявки (прохождение максимума нагрузок, мобилизация резерва, включение оборудования из резерва, ремонта и т.п.).

7.18. Аварийная диспетчерская заявка принимается к сведению и подлежит немедленному рассмотрению для учёта сложившейся схемы электрической сети и режима, а также корректировки условий реализации ранее разрешённых или открытых диспетчерских заявок. При этом аварийная заявка учитывается при рассмотрении плановых, внеплановых, неотложных диспетчерских заявок на весь срок аварийного ремонта. При невозможности обеспечения требований нормативных документов, положений и производственных инструкций вследствие проведения аварийного ремонта, отдается команда на завершение ремонтных работ по открытым плановым и внеплановым диспетчерским заявкам в срок аварийной готовности и включение объекта диспетчеризации в работу.

7.19. При рассмотрении плановых диспетчерских заявок ДЦ должны учитываться:

- соответствие заявки согласованному сводному месячному графику ремонтов объектов диспетчеризации;
- наличие полного комплекта заявок в соответствии с характером производимых работ;
- соответствие запрошенных сроков фактическому объему работ;
- возможность безопасного выполнения работ;
- потеря функций РЗА, определяющих режим параллельной работы ЭС;
- находящиеся в работе устройства РЗА;
- режимные указания действующих и разрешенных диспетчерских заявок;
- наличие программ (типовых программ) переключений и ссылка на них;
- актуальность сроков аварийной готовности;
- надежность параллельной работы ЭС при всей совокупности выполняемых в это же время работ по диспетчерским заявкам;
- реализуемость планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС;
- дополнительные условия согласования диспетчерских заявок: ввод в работу объекта диспетчеризации, выполнение дополнительных режимных мероприятий и т.п.

7.20. При рассмотрении нескольких диспетчерских заявок на один объект диспетчеризации в полях «Режимные указания» и «Релейные указания» диспетчерских заявок не допускается ссылка на информацию,

содержащуюся в других диспетчерских заявках. Указания должны быть одинаковыми во всех таких диспетчерских заявках и должны отражаться в полном объеме.

7.21. Каждый ДЦ при рассмотрении диспетчерских заявок, в случае необходимости, выдает указания о:

- значениях максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и иные режимные указания на время производства переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) объектов диспетчеризации и на время действия диспетчерской заявки;
- способах регулирования режимных параметров (напряжений, перетоков активной мощности по ЛЭП, оборудованию, контролируемым сечениям и др.) в ремонтной схеме, приоритеты способов регулирования;
- потерях функций РЗА с указанием наименования соответствующих устройств;
- дублировании, в случае дублирования всех или части функций РЗА, и отсутствии потерь, в случае отсутствия потерь функций РЗА;
- потерях управляющих воздействий ПА с указанием наименования ПА и объекта ее установки.

7.22. Диспетчерские заявки не подлежат согласованию, если установлено, что изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы может привести к наступлению следующих последствий:

- выход параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений;
- нарушение устойчивости режима работы ЭС;
- угроза жизни людей или повреждение ЛЭП, оборудования;
- возникновение недостатка электрической энергии (электрической мощности) в ЭС.

7.23. Диспетчерские заявки не подлежат согласованию, если указанные в заявке содержание работ и/или объем проводимых работ не соответствуют просимым срокам и категории заявки.

7.24. Решение ДЦ об отказе в согласовании диспетчерской заявки должно содержать причины отказа, а также перечень условий, при выполнении которых изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации может быть согласовано, и предполагаемый срок проведения работ.

7.25. Независимо от наличия согласованной диспетчерской заявки, изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении (ведении) ДЦ, производится только по диспетчерской команде (разрешению) диспетчерского персонала соответствующего ДЦ,

полученной непосредственно перед началом работ по реализации согласованной диспетчерской заявки.

7.26. Не допускается замена объекта диспетчеризации, на котором планируется проведение работ, характера и условий работ, указанных в разрешенной диспетчерской заявке.

7.27. В случае задержки времени вывода в ремонт ЛЭП, оборудования, устройства срок включения в работу остается прежним, согласно диспетчерской заявке. Если задержка вывода в ремонт объекта диспетчеризации привела к необходимости продления ремонтных работ, должна быть оформлена диспетчерская заявка на продление.

7.28. Закрытые диспетчерские заявки должны храниться в ДЦ не менее трех лет с момента закрытия заявки.

8. Порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС

8.1. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЭС осуществляется диспетчерским персоналом ДЦ в соответствии с действующей инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС.

8.2. Основными задачами диспетчерского персонала ДЦ при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС (далее – ликвидация нарушений нормального режима) являются (в порядке снижения приоритетности):

- обеспечение безопасности персонала объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей;
- исключение повреждения ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики;
- предотвращение развития и локализация нарушения нормального режима;
- обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима;
- восстановление энергоснабжения потребителей;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы синхронной зоны ЭС, отдельных ее частей или объектов электроэнергетики, в том числе с восстановлением параллельной работы ЭС.

8.3. Диспетчерский персонал ДЦ при ликвидации нарушений нормального режима обязан принять все меры для предотвращения нарушения параллельной работы ЭС. Диспетчерский персонал, руководящий ликвидацией нарушений нормального режима, имеет право

отдавать диспетчерскому персоналу других ДЦ необходимые диспетчерские команды.

8.4. В процессе ликвидации нарушений нормального режима в случае необходимости допускается корректировка планового почасового графика сальдо перетоков мощности между ЭС, которая осуществляется по согласованию диспетчерского персонала ДЦ в соответствии с Порядком взаимодействия, согласования и регистрации корректировок планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС (приложение 6 к настоящему Положению).

8.5. Корректировка планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС, не должна приводить к превышению величин максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, допустимых токовых нагрузок электросетевого оборудования и ЛЭП, недопустимым отклонениям уровней напряжения.

8.6. Диспетчерский персонал других ДЦ, принимающий участие в ликвидации нарушений нормального режима, о самостоятельных действиях должен докладывать диспетчерскому персоналу, руководящему ликвидацией нарушения нормального режима, не дожидаясь опроса.

8.7. В случае необходимости немедленного отключения ЛЭП и (или) оборудования (опасность для жизни людей, угроза повреждения оборудования), отключение ЛЭП и (или) оборудования выполняется без предварительной подготовки режима, в том числе с целью исключения срабатывания устройств ПА. Подготовка режима должна осуществляться одновременно с производством переключений, не приводя к их задержке.

8.8. При отказе средств связи принимаются все меры к восстановлению связи. При этом используются любые виды связи (в том числе сеть связи общего пользования, мобильная (сотовая), выделенные и технологические сети связи), а также передача сообщений через другие ДЦ, объекты электроэнергетики.

8.9. Диспетчерский персонал ДЦ, принимающий участие в ликвидации нарушений нормального режима, обязан самостоятельно, в пределах своих функций и ответственности, выполнять действия по ликвидации нарушений нормального режима.

Все самостоятельные действия диспетчерского персонала не должны приводить к развитию и/или препятствовать ликвидации нарушений нормального режима.

8.10. Диспетчерский персонал оперативно информирует диспетчерский персонал других ДЦ об аварийных отключениях или разгрузке генерирующего оборудования в энергосистеме, суммарная активная мощность которого составляет __ МВт и более и прогнозируемым неисполнением планового почасового графика сальдо перетоков

электрической энергии (мощности) между ЭС, связанным с этим отключением (разгрузкой). Сообщение должно содержать следующую информацию:

- наименование объекта электроэнергетики и отключившегося (разгрузившегося) генерирующего оборудования;
- время отключения (разгрузки);
- прогнозируемый срок ремонта;
- меры, принимаемые для обеспечения соответствия сальдо потоков активной мощности энергосистемы плановым значениям (ввод резервов, снижение потребления, запрос аварийной помощи в ЭС иностранных государств и т.д.).

9. Порядок производства переключений на МГЛЭП

9.1. Переключения по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП, за исключением переключений, выполняемых в целях ликвидации нарушений нормального режима, должны выполняться согласно разрешенным диспетчерским заявкам.

9.2. Переключения по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП должны выполняться по программам (типовым программам) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП. Типовые требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП указаны в приложении 5 к настоящему Положению.

9.3. Переключения по вводу в работу/выводу из работы устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ, должны выполняться по программам (типовым программам) переключений, разрабатываемым в соответствии с Общими требованиями к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными Координационным Советом при Электроэнергетическом Совете СНГ (Протокол №2 от 15.12.2021).

9.4. Диспетчерским персоналом ДЦ перед отключением ЛЭП и (или) оборудования, факт отключения которых является пусковым органом устройства (комплекса) ПА, а также перед отключением (включением) отдельных выключателей и разъединителей, повреждение которых может привести к отключению этих ЛЭП или оборудования, должна быть выполнена подготовка режима для исключения срабатывания ПА (за исключением случаев, указанных в пункте 8.7 настоящего Положения).

9.5. Диспетчерский персонал, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, после приемки смены (но не позднее X часов до начала производства переключений) должен подтвердить возможность

производства переключений в указанный в диспетчерской заявке срок и согласовать время начала производства переключений с диспетчерским персоналом ДЦ, в операционной зоне которого производятся переключения.

9.6. После производства переключений по выводу в ремонт МГЛЭП диспетчерский персонал, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, подтверждает диспетчерскому персоналу, в операционной зоне которого производятся переключения информацию о выполнении необходимых предварительных мероприятий по отключению, заземлению, переключениям во вторичных цепях, о принятии мер, препятствующих подаче напряжения на МГЛЭП вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, о вывешивании на приводах линейных (обходных) разъединителей запрещающих плакатов «Не включать! Работа на линии», об установленном времени окончания работ на МГЛЭП и аварийной готовности включения МГЛЭП в работу.

9.7. Вывод из работы и ввод в работу МГЛЭП производятся по команде диспетчерского персонала, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, после:

- получения разрешения диспетчерского персонала всех ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится МГЛЭП;
- уведомления диспетчерского персонала всех ДЦ, в информационном ведении которых находится МГЛЭП.

9.8. ДЦ должны учитываться требования к порядку и условиям организации безопасного выполнения ремонтных работ на МГЛЭП, находящимся под наведенным напряжением.

Приложение 1 к Положению

Перечень МГЛЭП

№ п.п.	Диспетчерское наименование МГЛЭП
1.	2
<p style="text-align: center;">_____ – _____ <i>указывается наименование межгосударственного сечения</i></p>	
.
.	

Приложение 2 к Положению

Перечень объектов диспетчеризации ДЦ _____

_____ с распределением их по способу управления
(наименования ДЦ)

1. ЛЭП

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.1. ЛЭП __ кВ			
1.1.1

2. Оборудование объектов электроэнергетики, устройства РЗА

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
2.1. ПС __ кВ			
СШ __ кВ			
2.1.1.			...
РШ __ кВ			
2.1.2.			
В __ кВ			
2.1.3.			
ТН __ кВ			
2.1.4.			
Прочее электротехническое оборудование			
2.1.5.			
Энергетическое оборудование			
2.1.6.			
Противоаварийная автоматика			
2.1.7.			
Устройства передачи аварийных сигналов и команд			
2.1.8.			
Режимная автоматика			
2.1.9.			
Релейная защита и сетевая автоматика			
2.1.10			
Регистраторы аварийных событий и процессов			
2.1.11			

3. Объем управляющих воздействий от ПА или РА

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.1.			

4. СДТУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
4.1.

5. АСДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
5.1.

Приложение 3 к Положению**Регламент формирования сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования, сводного годового графика технического обслуживания устройств РЗА, сводных месячных графиков ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования (далее – графики ремонтов объектов диспетчеризации)**

1. Планирование почасовых сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС осуществляется с учетом совместно разработанных и взаимно согласованных графиков ремонтов объектов диспетчеризации.

2. Координатором формирования графиков ремонтов объектов диспетчеризации является _____ (далее – Координатор).

указывается наименование ДЦ

3. Предложения по включению объектов диспетчеризации в сводные годовые графики ремонтов и технического обслуживания объектов диспетчеризации должны содержать диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и объектов диспетчеризации, даты начала и окончания ремонта (технического обслуживания), виды ремонта, выполняемые работы (причины отключения). Предложения по включению МГЛЭП, находящихся под наведенным напряжением в годовой график ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования должны дополнительно содержать информацию о возможности совмещения (по условию обеспечения безопасности работ на МГЛЭП с наведенным напряжением) заявленных работ с работами, производимыми другими эксплуатирующими организациями и информацию о порядке заземления МГЛЭП.

4. Формирование сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования осуществляется с учетом следующей приоритетности выполнения ремонтов (в порядке убывания):

– ввод (реконструкция, модернизация) объектов электроэнергетики (ЛЭП, оборудования) и выполнение необходимых для ввода (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики (ЛЭП, оборудования) работ на смежных объектах электроэнергетики;

– проведение капитального ремонта.

При этом при формировании сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования учитывается приоритетность выполнения ремонта и реконструкции объектов диспетчеризации, находящихся в критическом и неудовлетворительном состоянии.

Проведение ремонта ЛЭП и электросетевого оборудования более высокого класса напряжения является приоритетным по отношению к ремонту объектов диспетчеризации более низкого класса напряжения.

5. Для подготовки сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования, до ХХ года, предшествующего планируемому, ДЦ направляет Координатору предварительные предложения по отключению ЛЭП и электросетевого оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации.

6. Координатор производит рассмотрение представленных предложений с учетом прогнозов балансов электроэнергии и мощности, совместимости отключений ЛЭП и электросетевого оборудования с точки зрения обеспечения надежности параллельной работы ЭС и не позднее ХХ года, предшествующего планируемому, направляет на согласование ДЦ проект сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования. В случае наличия замечаний ДЦ до ХХ года, предшествующего планируемому, направляет Координатору предложения по изменению планируемых сроков ремонта ЛЭП и электросетевого оборудования.

7. До ХХ года, предшествующего планируемому, Координатор направляет ДЦ взаимосогласованный сводный годовой график ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования.

8. Изменения сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования не производятся. Отклонения от согласованного сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования могут быть учтены при формировании сводного месячного графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования.

9. Сводный годовой график технического обслуживания устройств РЗА формируется с учетом утвержденного сводного годового графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования.

10. Для подготовки сводного годового графика технического обслуживания устройств РЗА ДЦ до ХХ года, предшествующего планируемому направляет Координатору на рассмотрение предложения по техническому обслуживанию устройств РЗА, относящихся к объектам диспетчеризации.

11. После взаимного согласования, до ХХ года, предшествующего планируемому Координатор направляет в ДЦ сводный годовой график технического обслуживания устройств РЗА, относящихся к объектам диспетчеризации.

12. Предложения в сводный месячный график ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования должны содержать наименования объектов электроэнергетики, диспетчерские наименования ЛЭП и электросетевого оборудования, требующих отключения, даты начала и окончания ремонта, виды ремонта, выполняемые работы (причины отключения), а также информацию о предварительных сроках аварийной готовности ЛЭП и оборудования, отнесенных к объектам диспетчеризации. Предложения по включению МГЛЭП, находящихся под наведенным напряжением, в сводный месячный график ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования должны дополнительно содержать информацию о возможности совмещения (по условию обеспечения безопасности работ на МГЛЭП с наведенным напряжением) заявленных работ с работами, производимыми другими эксплуатирующими организациями и информацию о порядке заземления МГЛЭП

13. Формирование сводного месячного графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования осуществляется с учетом требований п.4 настоящего Регламента. При этом приоритет должен отдаваться работам и

объектам диспетчеризации, предусмотренным сводным годовым графиком ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования.

14. Для подготовки сводного месячного графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования, до XX числа месяца, предшествующего планируемому, ДЦ направляет Координатору предложения по отключению ЛЭП и электросетевого оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации.

15. Координатор не позднее XX числа месяца, предшествующего планируемому, направляет на согласование ДЦ проект сводного месячного графика ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования. В случае наличия замечаний ДЦ до XX числа месяца, предшествующего планируемому, направляет Координатору предложения по изменению планируемых сроков ремонта ЛЭП и электросетевого оборудования.

16. До XX числа месяца, предшествующего планируемому, взаимосогласованный сводный месячный график ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования направляется Координатором в ДЦ.

Приложение 4 к Приложению

**Типовые требования к порядку заполнения полей диспетчерской заявки,
рекомендуемая форма диспетчерской заявки, пример схемы
прохождения диспетчерских заявок**

Требования к порядку заполнения полей диспетчерской заявки определены в Таблице 1.

Таблица 1

№	Содержание полей заявки	Комментарий по заполнению
1.	Предприятие	Наименование ДЦ, подающего заявку. Обязательное заполнение.
2.	Номер заявки «свой»	Номер заявки при сквозной нумерации заявок данного ДЦ
3.	Номер заявки «чужой»	Номер заявки при сквозной нумерации заявок ДЦ, направившего заявку. Обязательное заполнение.
4.	Номер перв.	Номер продляемой заявки «свой». Обязательное заполнение для заявок на продление.
5.	Категория	Указывается категория заявки (плановая, внеплановая, неотложная, аварийная). Категория заявки должна соответствовать содержанию работ, подлежащих выполнению по данной заявке. Обязательное заполнение.
6.	Вид заявки	Указывается вид заявки (первичная, продление) Обязательное заполнение.
7.	Комплекс	Указывается группа оборудования (комплекс), к которому относится рассматриваемый объект диспетчеризации (ЛЭП, ЭЛТ, ЭНРГ, РЗА, СДТУ, АСДУ). Обязательное заполнение.
8.	Объект	Указывается объект, на котором расположен рассматриваемый объект диспетчеризации (наименование подстанции, станции, ДЦ). Обязательное заполнение.
9.	Оборудование	Указывается диспетчерское наименование объекта диспетчеризации в соответствии с перечнем объектов диспетчеризации ДЦ (приложение 2 к настоящему Положению) Обязательное заполнение.
10.	Ремонт	Указывается вид ремонта. Обязательное заполнение.
11.	Аварийная готовность	Содержит аварийную готовность в формате «чч:мм», «дд» или «ВЗ» - время заявки. Обязательное заполнение.
12.	Состояние оборудования по заявке (Условия производства работ)	Указываются состояние оборудования и условия производства работ (с отключением, без отключения и т.п.).

№	Содержание полей заявки	Комментарий по заполнению
13.	Программа переключений	Указывается применяемая при переключениях программа (типовая программа), бланк (типовой бланк) переключений с указанием номера и даты утверждения. Обязательное заполнение при использовании программ и бланков переключений.
14.	Плановый срок	Обязательное заполнение для плановых заявок.
15.	Содержание работ	Указываются работы, подлежащие выполнению по данной заявке. Обязательное заполнение.
16.	Режимные указания	Содержит указания по управлению режимом на время переключений и на время действия заявки Могут отсутствовать.
17.	Релейные указания	Содержат указания по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы комплексов и устройств РЗА на время операций и на время заявки. Могут отсутствовать.
18.	Оперативные указания	Содержат указания на ввод графиков ограничений или работу с вынужденными перетоками, причины отказа в согласовании заявки и ближайший прогнозный срок ее реализации, схему заземления ЛЭП в распределительных устройствах, значения аварийной готовности для каждого отдельного периода проведения работ, информацию об используемой программе плавки гололеда, информацию о предварительном согласовании проведения работ т.п. Могут отсутствовать.
19.	Выводятся из работы	Даются сведения о том, какое оборудование технологически или схемно оказывается выведенным из работы и т.п. Могут отсутствовать. Для заявок, подаваемых на СДТУ и АСДУ – обязательное заполнение.
20.	Остаются в работе	Даются сведения о том, какое оборудование технологически остается в работе и т.п. Для устройств РЗА указываются дублирующие устройства РЗА, функции в других устройствах РЗА, каналы связи, остающиеся в работе и т.п. Могут отсутствовать.
21.	Потери РЗА	Даются сведения о полной или частичной потере функций РЗА, управляющих воздействий от комплексов и устройств ПА (локальных, централизованных и др.) с указанием, в каком комплексе или устройстве ПА произошли изменения, а также изменении алгоритмов функционирования технологически связанных устройств РЗА (потеря телеускорения, телеотключения, и т.п.). В случае отсутствия потерь РЗА указывается «Потерь нет». Обязательное заполнение для заявок, подаваемых на ЛЭП, ЭЛТ, РЗА.

№	Содержание полей заявки	Комментарий по заполнению
22.	Просимое время	Указывается просимое время начала и окончания ремонта в формате <чч:мм дд.мм.гг - чч:мм дд.мм.гг> (дата и время начала ремонта и дата и время окончания ремонта) Обязательное заполнение.
23.	Подписи ответственных лиц, подавших заявку	Обязательное заполнение.
24.	Решение о согласовании/отказ в согласовании	Указывается фамилия ответственного лица, принявшего решение о согласовании/отказе в согласовании заявки с указанием разрешенного времени в формате <чч:мм дд.мм.гг - чч:мм дд.мм.гг> Обязательное заполнение.

Приложение 1
к Типовым требованиям к порядку заполнения
полей диспетчерской заявки и рекомендуемая
форма диспетчерской заявки

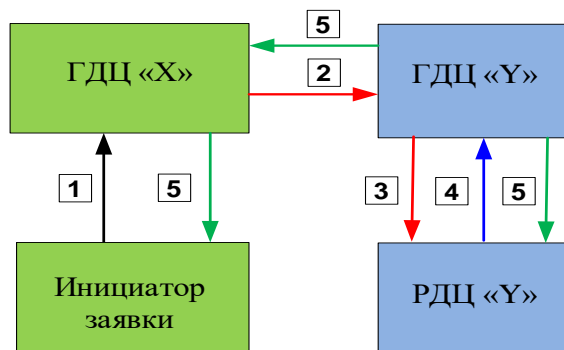
Рекомендуемая форма диспетчерской заявки

ДИСПЕТЧЕРСКАЯ ЗАЯВКА		№ свой		№ чужой	
Комплекс:	Вид заявки:	№ перв.	Категория:		
Предприятие:					
Объект:					
Оборудование:					
Вид ремонта:					
Аварийная готовность:					
Плановый срок:	с			до	
Просимое время:	с			до	
Срок разрешенный:	с			до	
Условия производства работ:					
Программа переключений:					
Содержание работ					
Режимные указания					
Релейные указания					
Оперативные указания					
Остаются в работе					
Выводятся из работы					
Потери РЗА					
Подписи под заявкой:					
Фактическое время:	с			до	
Результаты рассмотрения:					

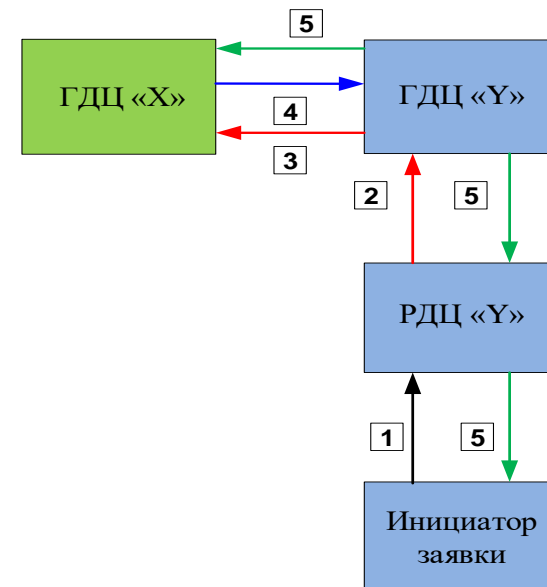
Приложение 2
к Типовым требованиям к порядку заполнения
полей диспетчерской заявки и рекомендуемая
форма диспетчерской заявки

**Пример схемы прохождения диспетчерской заявки
на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации**

Инициатор заявки в ЭС «Х»



Инициатор заявки в ЭС «У»



- ← - подача исходной диспетчерской заявки;
- (red) - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения;
- (blue) - передача ответа (согласованно/не согласованно) на диспетчерскую заявку;
- (green) - передача утверждающего ответа;

N - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения всех операций с меньшим номером;

ГДЦ - главный диспетчерский центр;

ГДЦ «У» - диспетчерский центр, выполняющий функции координатора рассмотрения и согласования диспетчерских заявок;

РДЦ - региональный диспетчерский центр

Типовые требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП

1. Программы (типовые программы) переключений устанавливают порядок и последовательность операций при переключениях по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП (далее – программы (типовые программы) переключений).

2. Указанная в программах (типовых программах) переключений последовательность операций должна обеспечивать безопасность персонала, участвующего в производстве переключений, исключать возможность возникновения феррорезонанса в распределительных устройствах и недопустимых уровней напряжения в процессе переключений.

3. Программы (типовые программы) переключений утверждаются главным диспетчером ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, и согласовываются главным диспетчером соответствующего ДЦ, в операционной зоне которого производятся переключения.

4. Допускается разработка программы переключений диспетчером ДЦ, в управлении которого находится МГЛЭП самостоятельно, на основе типовой программы переключений или по решению главного диспетчера ДЦ - на основе программы переключений, утвержденной главным диспетчером ДЦ.

Программа переключений по выводу в ремонт и вводу в работу ЛЭП, разработанная самостоятельно и подписанная диспетчером ДЦ, в управлении которого находится МГЛЭП, не требует утверждения главным диспетчером указанного ДЦ и согласования с ДЦ, в операционной зоне которого производятся переключения.

5. На основе утвержденных (подписанных) программ (типовых программ) переключений в ДЦ, в операционной зоне которого производятся переключения, могут разрабатываться программы (типовые программы) переключений с соответствующей степенью детализации.

Детализация осуществляется путем расширения описания соответствующих пунктов в рамках нумерации программы (типовой программы), утвержденной ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП.

Последовательность операций в программе (типовой программе) ДЦ, в операционной зоне которого производятся переключения, не должна противоречить программе (типовой программе) переключений ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП.

6. Типовые программы переключений должны своевременно корректироваться при изменениях в нормальных схемах электрических

соединений объектов электроэнергетики, а также при изменениях, связанных с вводом нового оборудования, заменой или демонтажем оборудования, реконструкцией распределительных устройств, при модернизации действующих и вводе в работу новых устройств РЗА, а также в других случаях по решению главного диспетчера ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП.

7. Формулировки операций при производстве переключений, указанные в программах (типовых программах) переключений, должны быть четкими и лаконичными.

8. В программах (типовых программах) переключений для обозначения оборудования, коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей (ножей) и устройств РЗА должны использоваться диспетчерские наименования.

9. Текстовая часть программы (типовой программы) переключений должна содержать:

9.1. Номер программы (типовой программы) переключений.

9.2. Цель переключений в электроустановках: вывод из работы (в ремонт, в резерв) (ввод в работу) МГЛЭП.

9.3. Объекты переключений: указываются диспетчерское наименование подстанций, электростанций, на которых производятся переключения.

9.4. Условия применения программы (типовой программы) переключений:

9.4.1. Указываются ЛЭП, оборудование и устройства РЗА, которые должны находиться в работе на момент начала переключений по программе (типовой программе) переключений (при необходимости).

9.4.2. Указывается описание схем электрических соединений объектов переключений: с указанием фактического положения коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей, трансформаторов напряжения, для которых возможно применение этой программы (типовой программы) переключений и влияющих на порядок переключений.

Указывается эксплуатационное состояние устройств РЗА и/или отдельных функций устройств РЗА влияющих на порядок переключений в электроустановках, или ссылка на согласованную ДЦ инструкцию по обслуживанию устройств РЗА, в которой определено эксплуатационное состояние устройств РЗА и реализованных в них функций.

9.4.3. Наличие наведенного напряжения.

9.4.4. Выполнение переключений с использованием АРМ (терминалов) (Могут отсутствовать).

9.4.5. Возможность возникновения феррорезонанса: указания о выполнении переключений, исключающих возможность возникновения феррорезонанса (Могут отсутствовать).

10. Табличная часть программы (типовой программы) переключений должна содержать:

10.1. Мероприятия по подготовке к выполнению переключений:

10.1.1. Организационные мероприятия:

– подтверждение готовности эксплуатирующей организации к производству ремонтных работ (окончания ремонтных работ), установке (снятию) на МГЛЭП переносного заземления на месте работ при выводе в ремонт МГЛЭП под наведенным напряжением без включения заземляющих разъединителей в сторону МГЛЭП во всех распределительных устройствах, к которым она подключена;

– подтверждение готовности эксплуатирующей организации и (или) оперативного персонала объектов переключений к производству ремонтных работ (об окончании ремонтных работ) на участке МГЛЭП в пределах подстанции (электростанции) до линейных разъединителей (обходных разъединителей, разъединителей плавки гололеда и т.п.);

– подтверждение готовности оперативного персонала объектов переключений, участвующего в производстве переключений, к производству переключений;

– получение разрешения вывода в ремонт (ввода в работу) МГЛЭП от диспетчерского персонала ДЦ, в диспетчерском ведении которых она находится;

– сообщение диспетчерскому персоналу ДЦ, в информационном ведении которых находится МГЛЭП, о начале операций по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП.

10.1.2. Режимные мероприятия на время операций по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП:

– подготовка электроэнергетического режима, путем непосредственного перечисления наименований контролируемых сечений, а также величин максимально допустимых перетоков активной мощности по ним;

– условия обеспечения допустимой токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования;

– условия обеспечения допустимых уровней напряжений перед включением (отключением) ЛЭП;

– прочие действия по выполнению режимных указаний (генерация электростанции, дефицит энергорайона и т.п.).

Допускается в режимных мероприятиях приводить ссылку на режимные указания к диспетчерской заявке, а в случае ее отсутствия – ссылку на инструкцию по управлению режимами работы энергосистемы.

10.2. Последовательность выполнения операций для программ (типовых программ) переключений:

10.2.1. Указываются диспетчерские наименования объектов электроэнергетики, на которых производятся переключения.

10.2.2. Указываются операции:

- с коммутационными аппаратами;
- с заземляющими разъединителями (ножами);
- с переносными заземлениями (в том числе для МГЛЭП под наведенным напряжением);
- с трансформаторами напряжения МГЛЭП по стороне низкого напряжения (при их наличии);
- с устройствами РЗА;
- с оперативным током выключателей (если данные операции допустимы по местным инструкциям);
- с запрещающим плакатом «Не включать! Работа на линии»;
- по проверке несрабатанного состояния ступеней контроля предшествующего режима (отсутствия набранных управляющих воздействий в противоаварийной автоматике);
- по проверке соответствия состояния ЛЭП в ОИК фактическому состоянию ЛЭП (включено, отключено);
- по проверке отключенного состояния разъединителей, находящихся в отключенном состоянии на момент начала переключений, и включением которых возможна подача напряжения на МГЛЭП (разъединителей плавки гололеда, в том числе на грозозащитных тросах МГЛЭП, разъединителей обходных систем шин и т.д.), при переключениях по выводу в ремонт МГЛЭП;
- по проверке отсутствия напряжения на токоведущих частях, подлежащих заземлению, перед включением заземляющих разъединителей;
- по проверке отключенного состояния заземляющих разъединителей перед включением разъединителей (при наличии нескольких заземляющих разъединителей в одном электрическом узле и включенном положении одного из них).

10.2.3. Указываются сообщения:

- об отключении с противоположных сторон всех разъединителей, со стороны которых может быть подано напряжение на МГЛЭП, перед включением заземляющих разъединителей (в том числе для снятия переносного заземления на рабочем месте при вводе в работу МГЛЭП под наведенным напряжением)»;
- об отключении с противоположных сторон заземляющих разъединителей МГЛЭП, перед включением линейных разъединителей (при вводе МГЛЭП в работу) .

10.2.4. Указываются подтверждения о принятии мер, препятствующих подаче напряжения на МГЛЭП вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов.

10.3. Мероприятия по контролю соответствия фактического электроэнергетического режима в созданной схеме инструктивным указаниям на период выведенного состояния МГЛЭП:

– указываются наименования контролируемых сечений, величина максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, длительно допустимые токовые нагрузки по ЛЭП, электросетевому оборудованию;

– прочие режимные мероприятия (генерация электростанции, дефицит энергорайона, величин напряжения и т.п.) на период выведенного состояния МГЛЭП.

Допускается в режимных мероприятиях приводить ссылку на режимные указания к диспетчерской заявке, а в случае ее отсутствия – ссылку на инструкцию по управлению режимами работы энергосистемы.

10.4. Сообщение диспетчерскому персоналу, в диспетчерском или информационном ведении которого находится МГЛЭП, об окончании операций по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП, а также времени окончания работ на МГЛЭП.

10.5. Мероприятия по обеспечению безопасности проведения работ:

– подтверждение о выполнении необходимых предварительных операций по отключению, заземлению и переключениям во вторичных цепях, о принятии мер, препятствующих подаче напряжения на МГЛЭП вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, о вывешивании на приводах линейных (обходных, секционных, ремонтной перемычки, плавки гололеда) разъединителей запрещающих плакатов «Не включать! Работа на линии!»;

– выдача указаний об организации подготовки рабочих мест и допуска к работам на ЛЭП и (или) на участке МГЛЭП в пределах подстанции (электростанции) до линейных разъединителей (обходных разъединителей, разъединителей плавки гололеда и т.п.), после выполнения иных технических мероприятий, предусмотренных нарядом, с указанием времени окончания работ и срока аварийной готовности включения МГЛЭП в работу.

10.6. Время отдачи и выполнения команды: (указывается на всех этапах выполнения переключений).

11. Список персонала, участвующий в производстве переключений: наименование ДЦ, объект переключений, фамилия и инициалы, должность персонала.

Приложение 6 к Положению

Порядок взаимодействия, согласования и регистрации корректировок планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС

1. При управлении режимом в реальном времени может быть согласована и зарегистрирована корректировка планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС (далее – плановый график сальдо перетоков), в том числе в рамках оказания аварийной взаимопомощи.

2. Согласование диспетчерским персоналом корректировки планового графика сальдо перетоков должно содержать:

- Ф.И.О. диспетчера, запросившего корректировку;
- Ф.И.О. диспетчера, согласовавшего корректировку;
- время начала корректировки;
- время окончания корректировки;
- величину корректировки с регистрацией одной из следующих команд:

- *<Работать с отклонением «N» МВт от планового графика сальдо перетоков>*;

- *<Работать по сальдо перетоков «N» МВт>*;

- *<Работать по плановому графику сальдо перетоков>*.

- причину корректировки, в том числе запрос на оказание аварийной помощи.

3. При согласовании корректировки планового графика сальдо перетоков определяется инициатор корректировки. При этом:

- при отключении генерирующего и (или) электросетевого оборудования, приводящего к ограничению выдачи мощности электростанций в одной из энергосистем, корректировка планового графика сальдо перетоков инициируется диспетчером энергосистемы, в которой произошло отключение генерирующего и (или) электросетевого оборудования;

- при отключении электросетевого оборудования, влияющего на пропускную способность контролируемого сечения или приводящего к перегрузкам контролируемых сечений, корректировка планового графика сальдо перетоков инициируется диспетчером, осуществляющим регулирование перетока активной мощности в контролируемом сечении.

4. На каждую согласованную диспетчерским персоналом корректировку планового графика сальдо перетоков (в т.ч. в рамках оказания аварийной помощи) инициатором корректировки должна быть оформлена диспетчерская заявка (в соответствии с п.7.14 настоящего Положения).

Пример формы диспетчерской заявки на корректировку планового графика сальдо перетоков представлен в приложении 1 к настоящему Порядку.

5. Под аварийной помощью при сохранении параллельной работы ЭС понимается увеличение объема импорта по запросу на оказание аварийной помощи в случае возникновения или угрозы возникновения электроэнергетического режима работы, который может повлечь за собой или уже вызвал сокращение объемов потребления или временное прекращение подачи электрической энергии потребителям по причине отключения ЛЭП, генерирующего и(или) электросетевого оборудования.

6. В случае необходимости немедленной корректировки планового графика сальдо перетоков (в т.ч. оказания аварийной помощи) или изменения величины корректировки, ранее согласованной диспетчерской заявкой, в процессе ее реализации, корректировка планового графика может быть предоставлена с учетом технической возможности на основании оперативного запроса диспетчерского персонала с обязательным последующим оформлением неотложной диспетчерской заявки в возможно короткий срок, но не более XX часов с момента начала корректировки (оказания аварийной помощи).

7. В диспетчерской заявке на корректировку планового графика сальдо перетоков (в т.ч. на оказание аварийной помощи) указываются: время начала и окончания корректировки, скорректированный почасовой график сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС, причина корректировки.

8. Не позднее, чем за XX минут до окончания согласованного времени корректировки (в т.ч. оказания аварийной помощи), диспетчерский персонал, запросивший корректировку, информирует диспетчерский персонал ДЦ, согласовавшего корректировку, об окончании корректировки планового графика либо о необходимости ее продления.

9. При необходимости продления корректировки планового графика сальдо перетоков (в т.ч. оказания аварийной помощи) в установленном порядке должна быть оформлена диспетчерская заявка на продление.

10. В процессе реализации корректировки планового графика сальдо перетоков (в т.ч. оказания аварийной помощи) диспетчерский персонал, согласовавший корректировку, имеет право прекратить ее реализацию с предварительным уведомлением диспетчерского персонала, инициировавшего корректировку планового графика.

Приложение 1

к Порядку взаимодействия, согласования и регистрации корректировок
планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии
(мощности) между ЭС

Пример формы диспетчерской заявки на корректировку планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЭС

ДИСПЕТЧЕРСКАЯ ЗАЯВКА		№ свой		№ чужой	
Комплекс:	Вид заявки:	№ перв.	Категория: НО		
Предприятие: ДЦ					
Объект: ДЦ					
Оборудование: Режим работы энергосистемы					
Вид ремонта: ЗРР					
Аварийная готовность: ВЗ					
Плановый срок:	с			до	
Просимое время:	с	13:17 10.09.2024	до	18:00 10.09.2024	
Срок разрешенный:	с	13:17 10.09.2024	до	18:00 10.09.2024	
Условия производства работ:					
Программа переключений:					
Содержание работ					
В связи с отключением БЛ-1 на N-ской ГРЭС инициируем оказание аварийной помощи в рамках договора № от __. __.20__					
13:17 - 15:00 - 400 МВт					
15:00 - 16:00 - 300 МВт					
16:00 - 17:00 - 200 МВт					
17:00 - 18:00 - 100 МВт					
Суммарная поставка электроэнергии составила МВт*ч.					
Режимные указания					
Релейные указания					
Оперативные указания					
13:17 - 15:00 - 400 МВт					
15:00 - 16:00 - 300 МВт					
16:00 - 17:00 - 200 МВт					
17:00 - 18:00 - 100 МВт					
Суммарная поставка электроэнергии составила МВт*ч.					
В случае нереализации заявки:					
13:17 - 15:00 - 100 МВт					
15:00 - 16:00 - 200 МВт					
16:00 - 17:00 - 100 МВт					
17:00 - 18:00 - 100 МВт					
Подписи под заявкой:					
Фактическое время:	с			до	
Результаты рассмотрения:					

Согласован
Комиссией по оперативно-технологической
координации совместной работы
энергосистем (КОТК)
Протокол № 47 от 25-26.09.2025

Утвержден
Решением 11-го заседания
Координационного совета
при Электроэнергетическом Совете СНГ
от 20 октября 2025 года

ПЛАН РАБОТЫ КОТК НА 2026–2027 ГОДЫ

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
1.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СОГЛАСОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ:		
1.1	Значение крутизны статической частотной характеристики энергообъединения стран СНГ и Грузии	Февраль 2026 г., Февраль 2027 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
1.2	Коэффициенты коррекции по частоте энергосистем стран СНГ и Грузии		
1.3	Аварийный расчетный небаланс мощности энергообъединения стран СНГ и Грузии		
1.4	Резервы мощности нормированного первичного регулирования частоты энергосистем стран СНГ и Грузии		
1.5	Резервы мощности вторичного регулирования частоты энергосистем стран СНГ и Грузии		
2.	МОНИТОРИНГ И АНАЛИЗ КАЧЕСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ		
2.1	Мониторинг и анализ качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ и Грузии, а также по результатам натурных испытаний	Сентябрь ежегодно	РГ «Регулирование частоты и мощности»
3.	АКТУАЛИЗАЦИЯ НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ ЕЭС/ОЭС		
3.1	Актуализация Правил планирования графиков перетоков электроэнергии (утв. решением 31-го заседания ЭЭС СНГ от 29.05.2007)	2026 г.	РГ «Планирование и управление»
3.2	Актуализация Правил регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности (утв. решением 31-го заседания ЭЭС СНГ от 29.05.2007)	2027 г.	РГ «Планирование и управление»
4.	РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ И СНЭЭ В ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС		
4.1	Разработка Основных принципов развития энергосистем мегаполисов и больших городов	2027 г.	РГ «Планирование и управление»
4.2	Разработка Основных принципов учета объектов генерации ВИЭ в процессах краткосрочного прогнозирования (на период от 1 до 48 часов)	2026 г.	РГ «Планирование и управление»
4.3	Разработка Основных принципов учёта объектов генерации ВИЭ в перспективных балансах электроэнергии и мощности на долгосрочную перспективу, на перспективу до одного года с разбивкой по месяцам	2026 г.	РГ «Планирование и управление»
4.4	Разработка изменений в Основные технические требования к объектам генерации, функционирующим на основе ВИЭ, работающим в составе энергосистем (в части солнечной и	2026 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
	ветровой генерации) в части обеспечения технической возможности подключения под действие АРЧМ		
5.	РАЗРАБОТКА И АКТУАЛИЗАЦИЯ НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО РАЗВИТИЮ РЕЖИМНОГО И ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС		
5.1	Разработка Основных принципов организации централизованной системы (центральной координирующей системы) АРЧМ в энергосистемах Энергообъединения ЕЭС/ОЭС	2026 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
5.2	Разработка Основных принципов организации ЦСПА в энергосистемах Энергообъединения ЕЭС/ОЭС	2026 г.	РГ «Противоаварийное управление»
5.3	Внесение изменений в Основные технические требования к участию электростанций в НПРЧ и АРЧМ (утв. решением 9-го заседания КС при ЭЭС СНГ от 11.12.2024) в части требований к объектам генерации ВИЭ	2027 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
5.4	Подготовка проекта изменений в ГОСТ 34045 - 2023	2026 г.	РГ «Противоаварийное управление»
6.	ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕАЭС И СНГ		
6.1	Координация работы с Рабочей группой ЭЭС СНГ «Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ»	Постоянно	РГ «Планирование и управление»
7.	ЦЕЛЕВЫЕ РАБОТЫ		
7.1.	Подготовка тематического доклада на очередное заседание КОТК по актуальной тематике параллельной работы энергосистем Энергообъединения ЕЭС/ОЭС	По инициативе Членов КОТК	Член КОТК (по согласованию)
7.2	Разработка (актуализация) карт-схем электрических соединений государств-участников параллельной работы, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС и карты-схемы электрических соединений Энергообъединения ЕЭС/ОЭС	июнь ежегодно	АО «СО ЕЭС»
8.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГОСИСТЕМ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ, ВХОДЯЩИХ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЕ ЕЭС/ОЭС:		
8.1	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем государств-участников параллельной работы	1 тренировка в 2 года для каждого НДЦ	НДЦ страны, организующей тренировку
9.	ПЛАН ЗАСЕДАНИЙ КОТК:		
9.1.	48-е заседание КОТК	Март 2026 г.	Секретариат КОТК, принимающая энергокомпания
9.2.	49-е заседание КОТК	Сентябрь 2026 г.	
9.3.	50-е заседание КОТК	Март 2027 г.	
9.4.	51-е заседание КОТК	Сентябрь 2027 г.	
10.	УТОЧНЕНИЕ ПЛАНА РАБОТЫ КОТК С УЧЕТОМ ДОСТИГНУТЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ.	Сентябрь ежегодно	Члены КОТК, Секретариат

Примечание: При необходимости КОТК может оперативно уточнять и дополнять План с учетом текущих задач по координации управления режимами и повышению надежности параллельной работы энергосистем.

Приложение 6

Согласованы
Решением 11-го заседания
Координационного совета при
Электроэнергетическом Совете СНГ
от 20 октября 2025 года

Основные технические требования к параллельно работающим
энергосистемам стран СНГ и Грузии

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО УСТОЙЧИВОСТИ
ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

СОГЛАСОВАНЫ
решением КОТК
Протокол № 47 от 25-26.09.2025

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по устойчивости параллельно работающих энергосистем (далее – Методические указания) разработаны взамен Методических указаний по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии, утвержденных решением 53-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 02.11.2018.

Настоящие Методические указания устанавливают требования к устойчивости параллельно работающих энергосистем государств-участников СНГ и Грузии, параметрам электроэнергетического режима и их значениям, обеспечивающим выполнение требований к устойчивости электроэнергетических систем (далее – энергосистема), составу нормативных возмущений, подлежащих учету при проверке выполнения требований к устойчивости энергосистемы, требования к проведению проверки выполнения требований к устойчивости энергосистем, определению максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и допустимой нагрузки электростанций (единиц генерирующего оборудования), а также требования к мерам по обеспечению устойчивости энергосистемы при управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы.

2. Методические указания распространяются на параллельно работающие энергосистемы государств-участников СНГ и Грузии.

3. Проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы, предусмотренных Методическими указаниями, должна осуществляться при:

а) планировании электроэнергетического режима энергосистемы и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;

б) планировании (проектировании) развития энергосистемы; разработке документов перспективного развития электроэнергетики;

в) проектировании развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше, проектировании строительства, реконструкции объектов

электросетевого хозяйства классом напряжения 35 кВ и выше, объектов по производству электрической энергии, технологическом присоединении указанных объектов электроэнергетики к электрическим сетям;

г) выводе из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 35 кВ и выше, объектов по производству электрической энергии.

4. Для проверки выполнения требований к устойчивости энергосистемы должны использоваться значения перетоков активной мощности (максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых в вынужденном режиме) в контролируемых сечениях и нагрузок электростанций (единиц, совокупностей единиц генерирующего оборудования) (далее – перетоки активной мощности в контролируемых сечениях) с проверкой обеспечения в нормальном режиме допустимых значений следующих параметров электроэнергетического режима энергосистемы:

токовая нагрузка линий электропередачи (далее – ЛЭП) и электросетевого оборудования напряжением 35 кВ и выше не должна превышать допустимых значений, определяемых исходя из допустимой величины и длительности перегрузки;

напряжения на шинах с номинальным напряжением 35 кВ и выше объектов электроэнергетики должны находиться в области допустимых значений, определяемых исходя из допустимой величины и длительности повышения (снижения) напряжения.

При выполнении функций и работ, указанных в пункте 3 Методических указаний, проверка выполнения требований осуществляется в отношении оборудования объектов электроэнергетики, относящегося к объектам диспетчеризации.

Расчетные модели, использующиеся для расчетов режимов и устойчивости должны обеспечивать возможность корректного моделирования установившихся и переходных режимов.

5. В зависимости от особенностей структуры и функционирования энергосистем при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы для проверки выполнения требований к устойчивости энергосистемы дополнительно к параметрам, указанным в пункте 4 Методических указаний, допускается использовать разность углов между векторами напряжения на шинах объектов электроэнергетики.

6. Проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы, определение максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях должны осуществляться на основании расчетов установившихся режимов, статической устойчивости и динамической устойчивости (далее – расчеты режимов и устойчивости), за исключением случаев, указанных в абзаце втором настоящего пункта.

Проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы при проектировании строительства (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 35 кВ, выводе таких объектов электросетевого хозяйства из эксплуатации и определение максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, включающих только элементы электрической сети напряжением 35 кВ, должна осуществляться на основании расчетов установившихся режимов.

При проведении расчетов режимов и устойчивости с целью проверки выполнения требований к устойчивости энергосистемы, определения максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях должны учитываться нормативные возмущения в соответствии с требованиями главы II Методических указаний.

7. Для контролируемых сечений, включающих в том числе ЛЭП и электросетевое оборудование номинальным напряжением 110 кВ и выше, определение максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых

в вынужденном режиме перетоков активной мощности должно осуществляться в соответствии с требованиями глав IV и V Методических указаний.

Для контролируемых сечений, включающих только ЛЭП и электросетевое оборудование номинальным напряжением 35 кВ, определение максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности должно осуществляться в соответствии с требованиями главы VI Методических указаний. Определение аварийно допустимых перетоков активной мощности для указанных в настоящем абзаце контролируемых сечений не осуществляется.

8. При влиянии условий работы энергосистемы на величины максимально допустимых, аварийно допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях указанные величины допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях допускается определять в зависимости от:

- а) эксплуатационного состояния ЛЭП и электросетевого оборудования;
- б) количества включенных единиц генерирующего оборудования на электростанции;
- в) нагрузки отдельных электростанций (единиц генерирующего оборудования на электростанции);
- г) включенного состава и технологических режимов работы средств компенсации реактивной мощности;
- д) значений перетоков активной мощности по ЛЭП и электросетевому оборудованию;
- е) величин потребления активной мощности энергосистемы, энергорайона (энергоузла);
- ж) объема управляющих воздействий от устройств и комплексов ПА.

9. По согласованному решению субъектов оперативно-диспетчерского управления национальных энергосистем, осуществляющих регулирование и

контроль перетоков активной мощности в контролируемом сечении, допускается не определять значения АДП в указанном контролируемом сечении.

II. Нормативные возмущения

10. При проведении расчетов режимов и устойчивости должны рассматриваться нормативные возмущения, связанные с отключением ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов (далее – сетевой элемент) и аварийным небалансом активной мощности, приведенные в таблице приложения к Методическим указаниям (далее – таблица).

По согласованному решению субъектов оперативно-диспетчерского управления национальных энергосистем, осуществляющих регулирование и контроль перетоков активной мощности в контролируемом сечении, при проведении расчетов режимов и устойчивости для указанного контролируемого сечения могут рассматриваться более тяжелые возмущения, чем указанные в таблице нормативные возмущения.

11. При проведении расчетов режимов и устойчивости в схемах отключенного состояния сетевых элементов или секций (систем) шин, по которым осуществляется транзитный переток электрической энергии, не рассматриваются нормативные возмущения, указанные в пунктах 1 и 4 таблицы для сетевых элементов напряжением 110 – 220 кВ и в пунктах 2 и 5 таблицы, связанные с отключением трансформатора (автотрансформатора), если его отключение осуществляется более чем двумя выключателями одного номинального напряжения в нормальной схеме распределительного устройства указанного номинального напряжения на одном объекте электроэнергетики.

12. При наличии на сетевом элементе двух или более комплектов основных защит при рассмотрении нормативных возмущений, указанных в пунктах 1 – 3 таблицы, следует учитывать действие основной защиты, отключающей короткое замыкание (далее – КЗ) с минимальным временем.

13. При рассмотрении нормативного возмущения, указанного в пункте

4 таблицы, следует учитывать действие резервной защиты, отключающей КЗ с минимальным временем с учетом места КЗ.

14. При рассмотрении нормативного возмущения, указанного в пункте 6 таблицы, в части изменения активной мощности солнечных и ветровых электростанций следует учитывать изменение их активной мощности в течение 10 минут вследствие изменения погодных условий (освещенность, сила и направление ветра), определенное на основании фактической информации, имеющейся у системного оператора.

15. При рассмотрении нормативных возмущений, указанных в пунктах 1 – 4 таблицы, следует учитывать вид и параметры настройки (уставки) автоматического повторного включения (далее – АПВ):

однофазного АПВ – при наличии указанного АПВ на ЛЭП;

трехфазного АПВ – при отсутствии однофазного АПВ на ЛЭП.

16. При рассмотрении нормативных возмущений, указанных в пунктах 1 – 4 таблицы, не подлежат рассмотрению КЗ в «мертвой зоне» распределительного устройства объектов электроэнергетики.

При этом под «мертвой зоной» в распределительном устройстве понимается совокупность точек распределительного устройства, КЗ в которых ликвидируются со временем, превышающим время действия основных защит (для нормативных возмущений, указанных в пунктах 1 – 3 таблицы) или резервных защит (для нормативного возмущения, указанного в пункте 4 таблицы).

17. При рассмотрении нормативных возмущений следует учитывать вызванное нормативным возмущением отключение всех ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования, за исключением случая, указанного в пункте 11 Методических указаний.

18. Если нормативные возмущения приводят к работе устройств (комплексов) противоаварийной автоматики (далее – ПА) и (или) устройств сетевой автоматики, при проведении расчетов режимов и устойчивости

следует учитывать реализацию управляющих воздействий таких устройств (комплексов) ПА и (или) устройств сетевой автоматики.

19. Если нормативные возмущения приводят к снижению мощности нагрузки потребителей электрической энергии в процессе возмущения, при проведении расчетов режимов и устойчивости следует учитывать вызванный таким снижением мощности небаланс активной мощности.

Величина указанного небаланса активной мощности должна определяться на основе информации о фактических объемах снижения мощности нагрузки потребителей электрической энергии в процессе таких возмущений, имеющейся у системного оператора (субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии, в отношении объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств которого проводится расчетная проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы).

III. Требования к устойчивости энергосистем

20. При проведении расчетов режимов и устойчивости выполнение требований к устойчивости энергосистемы должно оцениваться на основании следующих показателей:

а) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях (K_P), определяемый по формуле:

$$K_P = \frac{P_{\text{пр}} - P}{P_{\text{пр}}}, (1)$$

где:

$P_{\text{пр}}$ – предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт);

P – переток активной мощности в контролируемом сечении в рассматриваемом режиме (МВт).

б) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в

узлах нагрузки, определяемый по формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U_{кр}}, (2)$$

где:

U – напряжение в узле нагрузки в рассматриваемом режиме (кВ);

$U_{кр}$ – критическое напряжение в узле нагрузки, определяемое в соответствии с пунктом 21 Методических указаний (кВ).

21. Критическое напряжение в узле нагрузки 35 кВ и выше соответствует границе статической устойчивости электродвигательной нагрузки и должно определяться на основании имеющихся у системного оператора (субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии, в отношении объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств которого проводится проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы) фактических данных (в том числе информации о допустимых режимах работы электродвигательной нагрузки), представленных потребителем электрической энергии, нагрузка энергопринимающих устройств которого рассматривается.

При отсутствии данных, представленных потребителем электрической энергии, критическое напряжение в узле нагрузки 35 кВ и выше должно определяться по формуле:

$$U_{кр} = 0,7 \cdot U_{ном}, (3)$$

где:

$U_{ном}$ - номинальное напряжение электрической сети (кВ).

22. В нормальном режиме коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях должен быть не меньше:

0,10 – в случае, если в отношении контролируемого сечения осуществляется автоматизированный мониторинг запасов устойчивости в режиме реального времени с использованием специализированного программно-аппаратного комплекса диспетчерского центра системного

оператора;

0,20 – в иных случаях, не указанных в абзаце втором настоящего пункта Методических указаний.

В вынужденном режиме коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях должен быть не меньше 0,10.

23. В послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях должен быть не меньше 0,08.

24. В нормальном режиме коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки должен быть не меньше 0,15.

25. В послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, и в вынужденном режиме коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки должен быть не меньше 0,10.

26. В переходном режиме, вызванном нормативным возмущением, должна обеспечиваться динамическая устойчивость генерирующего оборудования электростанций.

27. В нормальном режиме в схеме электрической сети до возникновения аварийного возмущения (далее – доаварийная схема) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования не должна превышать длительно допустимой токовой нагрузки.

28. В послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования не должна превышать аварийно допустимой в течение 20 минут токовой нагрузки.

29. В послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (в том числе нормативным возмущением, сопровождающимся реализацией управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА на изменение топологии или деление электрической сети), которое приводит к отделению на изолированную работу энергосистемы (энергорайона), максимальная располагаемая мощность электростанций (за исключением солнечных и

ветровых) на территории которой превышает 70 % от максимального потребления активной мощности энергосистемы (энергорайона) до ее (его) выделения на изолированную работу, должно обеспечиваться отсутствие полного погашения такой энергосистемы (энергорайона).

30. При определении максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях должна использоваться величина амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в соответствии с требованиями глав IV, V и VI Методических указаний.

31. Величина амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении должна определяться для каждого контролируемого сечения на основании информации о фактическом изменении перетоков активной мощности в контролируемом сечении.

32. При невозможности использования информации, указанной в пункте 31 Методических указаний, величина амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, включающем совокупность элементов одной или нескольких электрических связей, одновременное отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированно работающие части (далее – полное контролируемое сечение), должна определяться по формуле:

$$\Delta P_{\text{НК}}^{\text{п}} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{Н1}} \cdot P_{\text{Н2}}}{P_{\text{Н1}} + P_{\text{Н2}}}}, \quad (4)$$

где:

$\Delta P_{\text{НК}}^{\text{п}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в полном контролируемом сечении (МВт);

$P_{\text{Н1}}, P_{\text{Н2}}$ - активная мощность потребления энергосистемы (части энергосистемы, совокупности энергосистем) с каждой из сторон контролируемого сечения (МВт);

K - коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока

активной мощности в контролируемом сечении ($\sqrt{\text{МВт}}$), принимаемый равным:

1,5 – при оперативном (по диспетчерской команде диспетчерского персонала системного оператора) регулировании перетока активной мощности в контролируемом сечении;

0,75 – при автоматическом регулировании или ограничении перетока активной мощности в контролируемом сечении.

33. Величина амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, включающем совокупность элементов одной или нескольких электрических связей, одновременное отключение которых не приводит к разделению энергосистемы на две изолированно работающие части (далее – частичное контролируемое сечение), должна определяться на основании величины амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в полном контролируемом сечении ($\Delta P_{\text{НК}}^{\text{п}}$), в состав которого входит частичное контролируемое сечение, в соответствии с коэффициентами распределения активной мощности между частичными контролируемыми сечениями, входящими в состав полного контролируемого сечения, по формуле:

$$\Delta P_{\text{НК}}^{\text{ч}} = \Delta P_{\text{НК}}^{\text{п}} \cdot \frac{\Delta P_{\text{част}}}{\Delta P_{\text{полн}}}, \quad (5)$$

где:

$\Delta P_{\text{НК}}^{\text{ч}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в частичном контролируемом сечении (МВт);

$\Delta P_{\text{част}}$ – приращение перетока активной мощности в частичном контролируемом сечении при увеличении перетока активной мощности в полном контролируемом сечении (МВт);

$\Delta P_{\text{полн}}$ – приращение перетока активной мощности в полном контролируемом сечении при увеличении перетока активной мощности в полном контролируемом сечении (МВт).

34. При определении допустимой нагрузки электростанции (единиц генерирующего оборудования) амплитуда нерегулярных колебаний активной

мощности механизмов собственных, производственных и хозяйственных нужд электростанции (единиц генерирующего оборудования) должна приниматься равной нулю.

35. Невыполнение требований, указанных в пунктах 23, 25, 26, 28 и 29 Методических указаний, в том числе несохранение устойчивости энергосистемы, допускается при ненормативных возмущениях.

К ненормативным возмущениям относятся:

более тяжелые возмущения по сравнению с нормативными возмущениями;

любые дополнительные аварийные возмущения в течение 20 минут после аварийного возмущения.

36. Невыполнение требований, указанных в пунктах 23, 25, 26 и 28 Методических указаний, допускается при нормативных возмущениях, приведенных в таблице, если в послеаварийном режиме, вызванном такими нормативными возмущениями, обеспечивается ликвидация перегрузки по току ЛЭП и электросетевого оборудования действием устройств (комплексов) ПА и выполняется одно или несколько из следующих условий:

предел статической аperiodической устойчивости в контролируемом сечении в послеаварийной схеме не превышает утроенной амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в рассматриваемом контролируемом сечении;

предел статической аperiodической устойчивости в контролируемом сечении снижается на 70 % и более относительно предела статической аperiodической устойчивости в рассматриваемом контролируемом сечении в доаварийной схеме;

увеличение перетока активной мощности в контролируемом сечении (включая изменение перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА с учетом их эффективности, определяемой в соответствии с пунктом 39 Методических указаний) составляет 50 % и более предела статической

апериодической устойчивости в рассматриваемом контролируемом сечении в доаварийной схеме.

Невыполнение требований, указанных в пунктах 23, 25, 26 и 29 Методических указаний, в том числе несохранение устойчивости энергосистемы, допускается в вынужденном режиме при нормативных возмущениях.

IV. Требования к определению максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях

37. Определение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении должно осуществляться на основе значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 38 – 43 Методических указаний и соответствующих следующим критериям:

а) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальном режиме в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в пункте 22 Методических указаний;

б) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, составляет не менее значения, указанного в пункте 23 Методических указаний;

в) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, составляет не менее значения, указанного в пункте 25 Методических указаний;

г) обеспечивается динамическая устойчивость генерирующего оборудования электрических станций после нормативного возмущения;

д) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, соответствует пункту 28 Методических указаний;

е) в случае отделения на изолированную работу энергосистемы (энергорайона) в результате нормативного возмущения, в том числе сопровождающегося реализацией управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА на изменение топологии или деление электрической сети, дефицитной энергосистемы (энергорайона), максимальная располагаемая мощность электростанций (за исключением солнечных и ветровых) на территории которой превышает 70 % от максимального потребления активной мощности такой энергосистемы (энергорайона) до ее (его) выделения на изолированную работу, в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, обеспечивается выполнение пункта 29 Методических указаний.

38. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «а» пункта 37 Методических указаний (P_{M1}), должно определяться по одной из следующих формул:

а) в случае, если в отношении контролируемого сечения осуществляется автоматизированный мониторинг запасов устойчивости в режиме реального времени с использованием специализированного программно-аппаратного комплекса диспетчерского центра системного оператора – по формуле:

$$P_{M1} = 0,9 \cdot P_{пр}, (6);$$

б) в иных случаях, не указанных в подпункте «а» настоящего пункта Методических указаний, – по формуле:

$$P_{M1} = 0,8 \cdot P_{пр}, (7).$$

39. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «б» пункта 37 Методических указаний (P_{M2}), должно определяться по формуле:

$$P_{M2} = P_{д/ав}(P_{п/ав}) + \Delta P_{ПА}, (8),$$

где:

$P_{п/ав}$ – допустимый переток активной мощности в контролируемом

сечении в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (МВт), определяемый по формуле:

$$P_{п/ав} = 0,92 \cdot P_{пр}^{п/ав}, (9),$$

где:

$P_{пр}^{п/ав}$ – предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (МВт);

$P_{д/ав}(P_{п/ав})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий допустимому перетоку активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (МВт);

$\Delta P_{ПА}$ – приращение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА с учетом их эффективности, определяемой как изменение перетока активной мощности в контролируемом сечении при реализации управляющих воздействий (МВт).

40. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «в» пункта 37 Методических указаний ($P_{МЗ}$), должно определяться по формуле:

$$P_{МЗ} = P_{д/ав}(U_{п/ав}^{доп}) + \Delta P_{ПА}, (10),$$

где:

$U_{п/ав}^{доп}$ – допустимое напряжение в узле нагрузки в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (кВ), определяемое по формуле:

$$U_{п/ав}^{доп} = 1,1 \cdot U_{кр}, (11);$$

$P_{д/ав}(U_{п/ав}^{доп})$ - переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий допустимому напряжению в узле нагрузки в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением

(МВт).

41. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «г» пункта 37 Методических указаний (P_{M4}), должно определяться по формуле:

$$P_{M4} = P_{\text{дин}}^{\text{пред}} + \Delta P_{\text{ПА}}^{\text{ДУ}}, \quad (12),$$

где:

$P_{\text{дин}}^{\text{пред}}$ - предельный по динамической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении;

$\Delta P_{\text{ПА}}^{\text{ДУ}}$ - приращение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА, обеспечивающих динамическую устойчивость генерирующего оборудования электростанций.

42. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «д» пункта 37 Методических указаний (P_{M5}), должно определяться по формуле:

$$P_{M5} = P_{\text{д/ав}}(I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}) + \Delta P_{\text{ПА}}, \quad (13),$$

где:

$I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}}$ - аварийно допустимая токовая нагрузка ЛЭП (электросетевого оборудования) (А);

$P_{\text{д/ав}}(I_{\text{п/ав}}^{\text{доп}})$ - переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП (электросетевого оборудования) в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением (МВт).

43. Для контролируемого сечения, отключение всех связей которого (в том числе отключение шунтирующих его связей при их наличии) в результате единичного нормативного возмущения, в том числе сопровождающегося реализацией управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА на изменение топологии или деление электрической сети, приводит к отделению на изолированную работу дефицитной энергосистемы (энергорайона),

максимальная располагаемая мощность электростанций (за исключением солнечных и ветровых) на территории которой превышает 70 % от максимального потребления активной мощности такой энергосистемы (энергорайона) до ее (его) выделения на изолированную работу, значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении в направлении дефицитной энергосистемы (энергорайона) по критерию, указанному в подпункте «е» пункта 37 Методических указаний (P_{M6}), не должно превышать значения, определяемого по формуле:

$$P_{M6} = 0,4 \cdot (P_{\text{потр}} - \Delta P_{\text{ПА}}) + \Delta P_{\text{ПА}}, \quad (14),$$

где:

$P_{\text{потр}}$ – потребление активной мощности в энергосистеме (энергорайоне), отделяющейся на изолированную работу (МВт).

44. Значение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении (P_M) должно соответствовать минимальному из значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 38 – 43 Методических указаний, сниженному на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, и определяться по формуле:

$$P_M = \min\{P_{M1} \dots P_{M6}\} - \Delta P_{\text{НК}}, \quad (15),$$

где:

$\Delta P_{\text{НК}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении (МВт), определяемая в соответствии с пунктами 31 – 34 Методических указаний.

45. Для значения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 44 Методических указаний, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, должна быть проведена проверка выполнения следующих условий:

а) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в

узле нагрузки в нормальном режиме в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в пункте 24 Методических указаний;

б) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в нормальном режиме в доаварийной схеме соответствует пункту 27 Методических указаний.

46. При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, при невыполнении условий, указанных в пункте 45 Методических указаний, для выполнения требований к устойчивости энергосистемы системным оператором должны быть реализованы меры, предусмотренные главой VII Методических указаний.

47. При выполнении функций и работ, указанных в пункте 3 Методических указаний (за исключением управления электроэнергетическим режимом энергосистемы), при невыполнении условий, указанных в пункте 45 Методических указаний, для определения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении должно использоваться:

а) при невыполнении условия, указанного в подпункте «а» пункта 45 Методических указаний, – значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенное по формуле:

$$P_M = P(U_{д/ав}^{доп}) - \Delta P_{нк}, \quad (16),$$

где:

$U_{д/ав}^{доп}$ – допустимое напряжение в узле нагрузки в доаварийной схеме (кВ), определенное по формуле:

$$U_{д/ав}^{доп} = 1,15 \cdot U_{кр}, \quad (17);$$

$P(U_{д/ав}^{доп})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий допустимому напряжению в узле нагрузки в доаварийной схеме (МВт);

б) при невыполнении условия, указанного в подпункте «б» пункта 45 Методических указаний, – значение допустимого перетока активной мощности по ЛЭП (электросетевому оборудованию), для которого не

выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 45 Методических указаний, или в контролируемом сечении, определенное по формуле:

$$P_M = P(I_{\text{длит}}^{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (18),$$

где:

$I_{\text{длит}}^{\text{доп}}$ – длительно допустимая токовая нагрузка ЛЭП (электросетевого оборудования), для которой не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 45 Методических указаний (А);

$P(I_{\text{длит}}^{\text{доп}})$ – переток активной мощности по ЛЭП (электросетевому оборудованию), для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 45 Методических указаний, или в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий длительно допустимой токовой нагрузке ЛЭП (электросетевого оборудования) (МВт).

48. Аварийно допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении должен соответствовать следующему критерию:

коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в пункте 23 Методических указаний.

Значение аварийно допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении (P_A) по указанному критерию должно определяться по формуле:

$$P_A = 0,92 \cdot P_{\text{пр}}, \quad (19).$$

V. Требования к определению допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях

49. Определение допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении должно осуществляться на основе значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 50 и 51 Методических указаний и соответствующих следующим критериям:

а) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в вынужденном режиме в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в абзаце четвертом пункта 22 Методических указаний;

б) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме, вызванном нормативным возмущением, соответствует пункту 28 Методических указаний.

50. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «а» пункта 49 Методических указаний (P_{B1}), должно определяться по формуле:

$$P_{B1} = 0,9 \cdot P_{пр}, (20).$$

51. Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по критерию, указанному в подпункте «б» пункта 49 Методических указаний (P_{B2}), должно определяться по формуле:

$$P_{B2} = P_{д/ав}(I_{п/ав}^{доп}) + \Delta P_{ПА} (21).$$

52. Значение допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении (P_B) должно соответствовать минимальному из значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 50 и 51 Методических указаний, сниженному на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, и определяться по формуле:

$$P_B = \min\{P_{B1} \dots P_{B2}\} - \Delta P_{нк}, (22).$$

53. Для значения допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 52 Методических указаний, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, должна быть проведена проверка выполнения следующих условий:

а) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в

узле нагрузки в вынужденном режиме в доаварийной схеме составляет не менее значения, указанного в пункте 25 Методических указаний;

б) токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в вынужденном режиме (в исходной схеме) не должна превышать допустимых значений, определяемых исходя из допустимой величины и длительности перегрузки.

54. При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, при невыполнении условий, указанных в пункте 53 Методических указаний, для выполнения требований к устойчивости энергосистемы системным оператором должны быть реализованы меры, предусмотренные главой VII Методических указаний.

55. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы, при невыполнении условий, указанных в пункте 53 Методических указаний, для определения допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении системным оператором должно использоваться:

а) при невыполнении условия, указанного в подпункте «а» пункта 53 Методических указаний, – значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенное по формуле:

$$P_B = P(U_B^{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (23),$$

где:

$U_B^{\text{доп}}$ – допустимое напряжение в узле нагрузки в доаварийной схеме (кВ), определенное по формуле:

$$U_B^{\text{доп}} = 1,1 \cdot U_{\text{кр}}, \quad (24);$$

б) при невыполнении условия, указанного в подпункте «б» пункта 53 Методических указаний, – значение допустимого перетока активной мощности по ЛЭП (электросетевому оборудованию), для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 53 Методических указаний, или в контролируемом сечении, определенное по формуле:

$$P_B = P(I_{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{нк}} \quad (25),$$

где:

$I_{\text{доп}}$ – допустимая, определяемая исходя из допустимой величины и длительности перегрузки токовая нагрузка ЛЭП (электросетевого оборудования), для которой не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 53 Методических указаний (А);

$P(I_{\text{доп}})$ – переток активной мощности по ЛЭП (электросетевому оборудованию), для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 53 Методических указаний, или в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий допустимой, определяемой исходя из допустимой величины и длительности перегрузки токовой нагрузке ЛЭП (электросетевого оборудования) (МВт).

VI. Требования к определению максимально допустимых и допустимых в вынужденном режиме перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, включающих только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ

56. Максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении, включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должен определяться в соответствии с критериями и требованиями, предусмотренными подпунктами «в», «д» и «е» пункта 37, пунктами 40, 42 и 43 Методических указаний.

Значение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении (P_M), включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должно соответствовать минимальному из значений допустимого перетока активной мощности в таком контролируемом сечении, определенных в соответствии с пунктами 40, 42 и 43 Методических указаний, сниженному на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, и определяться по формуле:

$$P_M = \min\{P_{M3}, P_{M5}, P_{M6}\} - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (26).$$

57. Для значения максимально допустимого перетока активной мощности, определенного в соответствии с пунктом 56 Методических указаний, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, должна быть проведена проверка выполнения условий, указанных в пункте 45 Методических указаний.

При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, при невыполнении условий, указанных в пункте 45 Методических указаний, для выполнения требований к устойчивости энергосистемы системным оператором должны быть реализованы меры, предусмотренные главой VII Методических указаний.

При выполнении функций и работ, указанных в пункте 3 Методических указаний (за исключением управления электроэнергетическим режимом энергосистемы), при невыполнении условий, указанных в пункте 45 Методических указаний, определение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должно осуществляться в соответствии с пунктом 47 Методических указаний.

58. Допустимый в вынужденном режиме переток активной мощности в контролируемом сечении, включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должен определяться в соответствии с критериями и требованиями, предусмотренными подпунктом «б» пункта 49 и пунктом 51 Методических указаний.

59. Для значения допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 58 Методических указаний, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, должна быть проведена проверка выполнения условий, предусмотренных пунктом 53 Методических указаний.

При управлении электроэнергетическим режимом работы

энергосистемы, при невыполнении условий, указанных в пункте 53 Методических указаний, для выполнения требований к устойчивости энергосистемы системным оператором должны быть реализованы меры, предусмотренные главой VII Методических указаний.

При выполнении функций и работ, указанных в пункте 3 Методических указаний (за исключением управления электроэнергетическим режимом энергосистемы), при невыполнении условий, указанных в пункте 53 Методических указаний, определение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, включающем только сетевые элементы номинальным напряжением 35 кВ, должно осуществляться в соответствии с пунктом 55 Методических указаний.

VII. Требования к мерам по обеспечению устойчивости энергосистемы при управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы

60. При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы для обеспечения устойчивости энергосистемы системным оператором:

в дополнение к контролю обеспечения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 44 или 56 Методических указаний, должен быть обеспечен контроль параметров электроэнергетического режима на основании результатов проверки выполнения условий, указанных в пункте 45 Методических указаний;

в дополнение к контролю обеспечения допустимого в вынужденном режиме перетока активной мощности в контролируемом сечении, определенного в соответствии с пунктом 52 или 58 Методических указаний, должен быть обеспечен контроль параметров электроэнергетического режима на основании результатов проверки выполнения условий, указанных в пункте 53 Методических указаний.

61. При невыполнении условий, указанных в пункте 45 Методических

указаний, системным оператором при управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы должен осуществляться:

а) при невыполнении условия, указанного в подпункте «а» пункте 45 Методических указаний, – контроль обеспечения допустимого напряжения в узле нагрузки, для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «а» пункта 45 Методических указаний, определенного по формуле (17), или допустимого напряжения в контрольном пункте по напряжению, регулирование напряжения в котором осуществляется для регулирования напряжения в указанном узле нагрузки;

б) при невыполнении условия, указанного в подпункте «б» пункте 45 Методических указаний, – контроль обеспечения длительно допустимой токовой нагрузки ЛЭП (электросетевого оборудования), для которой не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 45 Методических указаний.

62. При невыполнении условий, указанных в пункте 53 Методических указаний, системным оператором при управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы должен осуществляться:

а) при невыполнении условия, указанного в подпункте «а» пункта 53 Методических указаний, – контроль обеспечения допустимого напряжения в узле нагрузки, для которого не выполняется условие, указанное в подпункте «а» пункта 53 Методических указаний, определенного по формуле (24), или допустимого напряжения в контрольном пункте по напряжению, регулирование напряжения в котором осуществляется для регулирования напряжения в указанном узле нагрузки;

б) при невыполнении условия, указанного в подпункте «б» пункта 53 Методических указаний, – контроль обеспечения допустимой (определенной исходя из допустимой величины и длительности перегрузки) токовой нагрузки ЛЭП (электросетевого оборудования), для которой не выполняется условие, указанное в подпункте «б» пункта 53 Методических указаний.

Перечень нормативных возмущений с указанием номинального напряжения сетевых элементов, для которых они учитываются

№ п/п	Нормативное возмущение	Номинальное напряжение линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов, для которых учитываются нормативные возмущения, кВ
1	Отключение линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора (далее – сетевой элемент) основной защитой при однофазном коротком замыкании (далее – КЗ) с неуспешным автоматическим повторным включением (далее – АПВ)	110 – 750
2	Отключение сетевого элемента основной защитой при трехфазном КЗ с неуспешным АПВ	110 – 220
3	Отключение сетевого элемента основной защитой при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	330 – 500
4	Отключение сетевого элемента резервной защитой (при невыполнении на сетевом элементе основной защиты) при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	110 – 500
5	Отключение сетевого элемента	35
6	<p>Максимальный аварийный небаланс активной мощности, связанный с:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) отключением генератора; б) отключением генераторов энергоблока парогазовой установки; в) отключением генераторов атомной электрической станции, подключенных к одному реакторному блоку; г) изменением активной мощности солнечных электростанций; д) изменением активной мощности ветровых электростанций; е) отключением одного полюса биполярной передачи постоянного тока; ж) отключением одного модуля вставки постоянного тока. 	

Согласован
Решением 11-го заседания
Координационного совета при ЭЭС СНГ
от 20 октября 2025 года

К пункту 3.3 Повестки дня
Проект

**Электроэнергетический Совет
Содружества Независимых Государств**

Р Е Ш Е Н И Е

**«Об утверждении новой редакции Методических указаний по
устойчивости параллельно работающих энергосистем»**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил:

1. Утвердить Методические указания по устойчивости параллельно работающих энергосистем (прилагаются).
2. Признать утратившими силу Методические указания по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии, утвержденные Решением 53-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 02 ноября 2018 года.

Совершено в городе Душанбе, Республика Таджикистан 20 ноября 2025 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

От Азербайджанской Республики

От Российской Федерации

От Республики Армения

От Республики Таджикистан

От Республики Беларусь

От Туркменистана

От Республики Казахстан

От Республики Узбекистан

От Кыргызской Республики

Одобрено
Решением 11-го заседания
Координационного совета при ЭЭС СНГ
от 20 октября 2025 года

К пункту 5 Повестки дня
Проект

**Электроэнергетический Совет
Содружества Независимых Государств**

Р Е Ш Е Н И Е

**«О Председателе Координационного совета
при Электроэнергетическом Совете СНГ»**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил:

1. Утвердить Председателем Координационного совета при ЭЭС СНГ
сроком на один год _____.

Совершено в городе Душанбе, Республика Таджикистан 20 ноября
2025 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный
экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического
Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-
члену Электроэнергетического Совета СНГ.

От Азербайджанской Республики

От Российской Федерации

От Республики Армения

От Республики Таджикистан

От Республики Беларусь

От Туркменистана

От Республики Казахстан

От Республики Узбекистан

От Кыргызской Республики

Утвержден
Решением 11-ого заседания
Координационного совета при ЭЭС СНГ
от 20 октября 2025 года

**Состав Рабочей Группы
по технологическим вопросам надежности и безопасной работы оборудования**

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
1	Азербайджанская Республика	Мамедов Эльчин Мабуд оглы	Начальник отдела нормативно-технического регулирования Агентства по регулированию энергетических вопросов Министерства энергетики	Мобил: (+99450) 225 40 95 elchin.mammadov@regulator.gov.az
2		Сеидов Фазиль МирГусейн оглы	Начальник Технического отдела ОАО «Азеришыг», Технический Департамент	Мобил: (+99450) 225 52 19, behruz.ismayilov@azerishiq.az
3		Агамалиев Вугар Амрулла оглы	Начальник отдела Технического контроля и учёта, Управления надзора ОАО «Азерэнержи»	Мобил: (+99450) 229 44 43 vugar.agamaliyev@azerenerji.gov.az
4	Республика Армения	Овсепян Карен Эдуардович	Исполняющий обязанности начальника отдела возобновляемой энергетики управления энергетики Министерства территориального управления и развития Республики Армения	+37410 51 51 19
5		Сарангулян Мартин	Заместитель Главного инженера Нач. отдела технического и перспективного развития, «Оператор Электроэнергетической Системы»	msarungulyan@energyoperator.am +374 91117789
6		Закарян Гамлет	Начальник службы электрических режимов, «Оператор Электроэнергетической Системы»	h_zakaryan@energyoperator.am +374 91 054 004
7		Асатрян Арам Александрович	Начальник службы эксплуатации ЗАО «Высоковольтные электрические сети»	aram82a@gmail.com +374 55 96 66 98
8		Кудоян Микаел	Начальник департамента учета купленной электроэнергии и технологических потерь, автоматизированных систем и обслуживания измерительных приборов, ЗАО «Электрические сети Армении»	s.hakobyan@kudoyan_mr@ena.am +374 44 668 844

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
9		Алексамян Анушаван	Начальник лаборатории надежности отдела ядерной безопасности и надежности ААЭС, ЗАО «Армянская АЭС»	anpp@anpp.am anpp@haek.am +374 10 280 669, +374 10 288 580 +374 10 739830 (справ)
10	Республика Беларусь	Поршнёв Валерий Николаевич	Заместитель главного инженера ГПО «Белэнерго»	тел. +375 17 218-23-55 Porshnev.VN@bel.energo.by Моб. +375336704316
11		Михнюк Александр Васильевич	Заместитель главного инженера ГПО «Белэнерго»	belenergo@bel.energo.by
12	Республика Казахстан	Аппаков Нурбол Тилеукеевич	Директор Департамента охраны труда и производственной безопасности АО «KEGOC»	т. +7 7172690280 моб. +7 7017399808 Appakov@kegoc.kz
13	Кыргызская Республика	Сакеев Данияр Ишенович	Заведующий Отделом по надзору за электрическими станциями и сетями Службы по энергетическому надзору при Министерстве энергетики	т. +996 705 290768 sakeev.gie@mail.ru
14		Мамытов Бакытбек Маданбекович	Начальник Службы надежности и техники безопасности ОАО «НЭСК»	+996 777 358078 mamytov_bakytbek@mail.ru
15		Бекболотов Тынар Маралбаевич	Начальник Службы надежности и техники безопасности ОАО «Электрические станции»	т. +996 (312) 62-10-20 моб. WhatsApp +996 777-048-171 t.bekbolotov@es.energo.kg karakules@mail.ru sntb.es@rambler.ru
16	Российская Федерация	Поправка Виталий Анатольевич	Заместитель директора Департамента оперативного управления в ТЭК Министерства энергетики	+7-495-631-98-97 PopravkaVA@minenergo.gov.ru
17		Гатилов Иван Сергеевич	Начальник отдела Департамента оперативного управления в ТЭК Министерства энергетики	тел. +7 (495) 631-80-13, Gatilovis@minenergo.gov.ru
18		Жданеев Олег Валерьевич	Советник генерального директора ФГБУ «РЭА» Минэнерго России	+7 985 857 3227
19		Роганова Ольга Евгеньевна	Заместитель генерального директора ФГБУ «РЭА» Минэнерго России	тел. +7 (495) 789-92-97 (вн. 21- 01, Roganova@rosenergo.gov.ru
20		Хазиахметов Тимур Расимович	Директор Департамента технического регулирующего ПАО «РусГидро»	+7(495)-1220555 (1079); +7916 5019267 khaziahmetovtr@rushydro.ru
21		Лисобой Михаил Васильевич	Руководитель Департамента производственного контроля и технического аудита Блока производственной деятельности ПАО «Интер РАО»	Lisoboy_mv@interrao.ru 7 (495)664-88-40 доб. 32-36

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
22		Королёв Артем Анатольевич	Заместитель главного инженера ПАО «Россети»	контактное лицо – Сецко Владислав Владимирович, тел. +7 (800) 200-18-81 (доб. 2779), setsko-vv@fskees.ru
23		Филяев Денис Геннадьевич	Технический директор АО «Техническая инспекция ЕЭС»	тел. +7 (495) 727-38-76, Filyaev-DG@ti-ees.ru
24		Алексеев Павел Анатольевич	Член Правления, директор по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС»	тел. +7 (499) 788-17-05, secr-alekseeva@so-ups.ru
25		Лишуди Андрей Викторович	Начальник Департамента технического контроля АО «СО ЕЭС»	+7 (499) 788-18-55, lishudi@so-ups.ru
26		Монаков Юрий Викторович	Заведующий кафедрой электрических станций, к.т.н., доцент, НИУ МЭИ	+7 495 362-78-72, (78-72) MonakovYV@mpei.ru
27		Ванин Артем Сергеевич	К.т.н., доцент кафедры Электроэнергетических систем НИУ МЭИ	т. +7 495 3627012, +915 043 7228 VaninAS@mpei.ru
29		Республика Таджикистан	Курбонализода Саидабдулло Шамсулло	Заместитель начальника Департамента выработки гидро- и тепловых станций ОАХК «Барки Точик»
30	Рахмонов Шарифхуджа Сайвалиевич		Ведущий специалист Управления электроэнергетики Министерства энергетики и водных ресурсов	т. +992 0040 44604 rahmonov0294@mail.ru
31	Курбонов Юсуф Махмадалиевич		Ведущий специалист отдела эксплуатации и ремонта подстанций 110/220/500 кВ ОАО «Шабакахои интиколи барк»	т. +992 446012610, доб. 273 моб.+992 930 993919 yusuf.m.k97@gmail.com
32	Республика Узбекистан	Султанов Акмаль Бозорович	Начальник управления эксплуатации электрических сетей АО «Национальные электрические сети»	т. +998 998 081567 akmal.sulton727@gmail.com uees_vl@mail.ru
33		Баймухамедов Абдулазиз Абдукадирович	Начальник службы надежности и техники безопасности АО «Национальные электрические сети»	т. +998 93 501 03 39 baymukhamedov69@mail.ru

Утвержден
Решением 11-ого заседания
Координационного совета при ЭЭС СНГ
от 20 октября 2025 года

**Состав Рабочей группы
по вопросам профессионального образования
и подготовки кадров**

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
1	Азербайджанская Республика	Азимов Исмаил Башир оглы	Ведущий специалист отдела нормативно-технического регулирования Агентства по регулированию энергетических вопросов Министерства энергетики	Моб.: (+994 70) 957-27-56 ismayil.azimov@regulator.gov.az
2		Мамедзаде Араз Бахтияр оглы	Директор Учебно-Инновационного Центра ОАО «Азеришыг»	Мобил: (+99450) 287 33 93 araz.memmedzade@azerishiq.az
3		Мирзазаде Медина Заур гызы	Ведущий инженер Отдела организации образования ООО «Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-исследовательский энергетический институт» ОАО «Азерэнержи»	Мобил: (+99451) 75 70 990 madina.mirzazada@azerenerji.gov.az
4	Республика Армения	Адамян Аида Меружановна	Начальник отдела энергоэффективности и технических нормативов управления энергетики Министерства территориального управления и инфраструктур	
5		Арутюнян Роман Суренович	ЗАО «Научно-Исследовательский Институт Энергетики»	+374 93 412 687 romanhar54@mail.ru
6		Геворгян Арам Ашикович	Зам. директора Института энергетики и электротехники по научным работам и внешним связям, Национальный политехнический университет Армении	+37498408031 a.gevorgyan@polytechnic.am

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
7		Камалян Лаура Славиковна	Преподаватель, руководитель цикла энергетики, Абовянский энергетический колледж	+374 94 202 421 qamalyan77@mail.ru
8		Саргсян Бабкен Лендрушевич	Заместитель начальника учебно-тренировочного пункта ААЭС, ЗАО «Армянская АЭС»	моб. +37493763301 Babken.sargsyan@anpp.am anpp@anpp.am anpp@haek.am
9	Республика Беларусь	Павлович Евгений Михайлович	Начальник отдела тренажерной подготовки персонала диспетчерской службы ГПО «Белэнерго»	тел. +375 17 218-23-38 моб. +375 33 6704374 Pavlovich.EM@bel.energo.by
10		Жавнерчик Татьяна Михайловна	Ведущий специалист по кадрам управления кадров ГПО «Белэнерго»	тел. +375 17 218-22-79, моб.+37529-76-00-478 Zhavnerchik.TM@bel.energo. by
11		Саранцев Вадим Владимирович	Директор филиала «Учебный центр подготовки и повышения квалификации персонала РУП «Минскэнерго»	220026, г.Минск, Партизанский пр-кт, 87а тел (+375 17) 276-11-35 368-04-39. моб.+375293317361 uch@minskenergo.by, vadimsarancev@energo.by
12	Республика Казахстан	Медетбекова Алма Амангельдиевна	Главный менеджер отдела HR экспертизы Департамента управления человеческими ресурсами и социально-трудовыми отношениями АО «KEGOC»	т. + 7 7172 690417 +7 701 111 78 16 medetbekova@kegoc.kz
13	Кыргызская Республика	Масайтова Толгонай Пахридиновна	Начальник Отдела кадров ОАО «НЭС Кыргызстана»	т.(996312) 66-10-27, м.996-556-531669 masaitova@enehgo.kg
14		Жумабаева Наина Искендербековна	Начальник Отдела кадров ОАО «Электрические станции»	т.(996312) 66-20-12 +996 555 910796 naina-gie@mail.ru
15	Российская Федерация	Архипов Олег Дмитриевич	Начальник отдела развития кадрового потенциала в ТЭК Административного департамента Министерства энергетики	т. +7-495-631-83-68 ArkhipovOD@minenergo.gov. ru
16		Еферина Татьяна Вячеславовна	Директор по научно- технологическому и инновационному развитию отраслей ТЭК ФГБУ «РЭА» Минэнерго РФ	+7 905 575 32 77 Melanova@rosenergo.gov.ru

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
17		Эрпшер Наталья Ильинична	Директор по персоналу и организационному развитию ООО «Интер РАО – Управление электрогенерацией»	моб. +7 (916) 500-01-34, erpsher_ni@interrao.ru
18		Борисова Дарья Викторовна	Директор по управлению персоналом и организационному развитию ПАО «Россети»	т. +7 800 2001881 доб. 2442 Borisova-DV@fskees.ru (контактное лицо – Сецко Владислав Владимирович, +7 (800) 200-18-81 (доб. 2779), setsko-vv@fskees.ru)
19		Станкевич Дмитрий Олегович	Заместитель начальника Департамента по взаимодействию с органами власти и международному сотрудничеству Ассоциация «НП Совет рынка»	+7 (495) 967-05-08 доб. 8495 моб. +7 985 102-24-47 stankevichdo@np-sr.ru
20		Тульский Владимир Николаевич	Директор Института электроэнергетики, к.т.н., доцент ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»	+7 495 362-73-52, +7 495 362-78-43, 62-36 (местный), TulskyVN@mpei.ru
21		Ковалев Дмитрий Игоревич	Директор Учебно-научного центра ведущий научный сотрудник, к.т.н., доцент ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»	+7 495 362 74 26 KovalevDml@mpei.ru
22		Тимофеев Евгений Михайлович	Ведущий менеджер Кафедры техники и электрофизики высоких напряжений, ассистент кафедры ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»	т. +7 910 4677386 TimofeevYM@mpei.ru
23		Красиля Александра Ивановна	Начальник Департамента развития персонала АО «СО ЕЭС»	+7 (499) 218-88-88 доб. 21-32, krasilya-ai@so-ups.ru
24		Федотов Дмитрий Евгеньевич	Заместитель руководителя Центра тренажерной подготовки персонала АО «СО ЕЭС»	+7 (499) 788-19-68, Fedotov-DE@so-ups.ru
25		Томин Никита Викторович	Заведующий лабораторией к.т.н. Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН	Моб. +7 950 0587112 tomin@isem.irk.ru; tomin.nv@gmail.com
26		Республика Таджикистан	Азимов Курбон Махмадуллоевич	Начальник отдела надежности и техники безопасности Управления надежности и возобновляемых источников энергии ОАО «Барки Точик»

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
27		Алиев Махмашафо Махмасамехович	Начальник отдела кадров ОАО «Шабакахои интиколи барк»	т. +992 446012610, доб. 624 bk.jib@mail.ru
28	Республика Узбекистан	Хамидов Ислом Ибрагимович	Начальник управления по работе с персоналом АО «Национальные электрические сети Узбекистана»	+99871 2085670 kadr_nes@mail.ru

Утвержден
Решением 11-го заседания
Координационного совета ЭЭС СНГ
от 20 октября 2025 года

Состав Рабочей группы
«Формирование общего электроэнергетического рынка
государств-участников СНГ» (РГ «Рынок»)

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
1	Азербайджанская Республика	Гюльалиев Эльмар Эльдар оглы	Старший специалист отдела стратегического планирования и инноваций Агентства по регулированию энергетических вопросов	Мобил: (+99470) 725 00 83 elmar.gulaliyev@regulator.gov.az
2		Рагимов Эмиль Халыг оглы	ОАО «Азеренерджи», Оператор рынка, Департамент цифровых Технологий, Заместитель начальника	Мобил: (+99450) 250 27 17 emil.rahimov@azerenerji.gov.az
3	Республика Армения	Абраамян Оганес Григорьевич	Начальник отдела развития региональных энергетических рынков управления энергетики, Министерство территориального управления и развития	h.abrahamyan@mta.gov.am +374 10 515 117
4		Бабаян Сеник Огнакович	Начальник технического отдела Управления по финансово-техническому анализу и рассмотрению заявок Комиссии по регулированию общественных услуг	т.+ 374 52 53 40 babayansenik@gmail.com babayans@psrc.am
5		Акобян Татевик	Старший инженер службы сбыта энергетического рынка ЗАО «Оператор Электроэнергетической Системы»	т.+37498 363602 tatevhakobyan09@gmail.com
6		Арутюнян Гоар	Главный специалист отдела «Организации торговли электроэнергией», Администратор Программы управления рынком, ЗАО «Расчетный центр»	т.+374 10 56 53 53, доб. 29 gohar.harutyunyan@setcenter.am

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
7		Мовроян Арарат Арташесович	Начальник финансового отдела ЗАО «Высоковольтные электрические сети»	т.+374 95 88 11 44 ararat.movroyan@hven.am
8	Республика Беларусь	Костеневич Анна Евгеньевна	Консультант управления стратегического развития и внешнего инвестиционного сотрудничества Министерства энергетики Республики Беларусь	Р.Т.: +375 17 218 21 93 kostenevich.ae@minenergo.gov. by
9		Шершень Андрей Петрович	Заместитель генерального директора ГПО «Белэнерго»	Р.Т.: +375 17 218 23 08 Shershen.AP@bel.energo.by
10		Корзун Олег Владимирович	Начальник управления по оптовой торговле и передачи электрической энергии и мощности ГПО «Белэнерго»	Р.Т.: +375 17 218 23 23 Korzun.OV@bel.energo.by
11		Гузенок Дмитрий Александрович	Заместитель начальника управления управления по оптовой торговле и передачи электрической энергии и мощности ГПО «Белэнерго»	Р.Т.: +375 17 218 26 74 Guzenok.DA@bel.energo.by
12		Какура Владимир Владимирович	Начальник управления электрических режимов ГПО «Белэнерго»	т. +375172182245 Kakura.VV@bel.energo.by
13		Урбанович Александр Геннадьевич	Заместитель начальника управления внешнеэкономического сотрудничества ГПО «Белэнерго»	т. +375 17 218-23-56, urbanovich@bel.energo.by
14		Шеликова Елена Васильевна	Ведущий специалист отдела по взаимодействию с зарубежными партнёрами управления внешнеэкономического с отрудничества ГПО «Белэнерго»	т. +375 17 218-23-24 моб. +375 29 566-79-03 Shelikova.EV@belenergo.by
15		Республика Казахстан	Валитов Рашид Тагирович	Главный менеджер Департамента развития рынка и законодательных инициатив АО «KEGOC»

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
16		Шахманова Джамиля Галиакпаровна	Заместитель начальника службы Балансов и краткосрочного планирования филиал АО «KEGOC» НДЦ СО	т.+7 7172 690 399 shahmanova@kegoc.kz
17	Кыргызская Республика	Еликбаев Талай Маратбекович	Начальник ОБиПЭ ОАО «НЭСК»	т. +996 312 661769 +996 0770 53531 +996774006021 (новый) tranzit-denki@mail.ru
18		Усеков Нурдин Насрединович	Начальник сектора покупки электроэнергии ОВДиСУ ОАО «НЭСК»	т. +996 312 670281 моб. +996 770 716457 n.usekov@es.energo.kg nurdin5@mail.ru
19		Шалпыков Эрлан Муратбекович	Главный специалист ОВДиСУ ОАО «НЭСК»	т. +996 312 670852 моб. +996 770 734333 e.shalpykov@es.energo.kg erlan584@mail.ru
20		Жумабаев Максат Искендербекович	Заместитель начальника ОВДиСУ ОАО «НЭСК»	+996557571097
21		Жаныбаев Тилебалды Оторбекович	Первый заместитель генерального директора ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр»	+996555005094 t.zhanybaev@esep.energo.kg
22		Садыков Рустам Гусейнович	Начальник отдела договоров и мониторинга ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр»	+996555956749 minenergy2007@mail.ru
23		Молдокеев Эмирбек Жанышбекович	Начальник отдела финансового контроля и продаж ОАО «Электрические станции»	+996559355535 emir.moldokeev@mail.ru
24		Тотоева Нурлина Абдырахмановна	Начальник сектора финансового контроля и продаж ОАО «Электрические станции»	+996772323532 nurlina33@list.ru

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
25	Российская Федерация	Багликов Сергей Владимирович	Заместитель начальника отдела стран СНГ Департамента международного сотрудничества Минэнерго России	Телефон: +7 495 631 80 74 e-mail: baglikovsv@minenergo.gov.ru
26		Тулский Владимир Николаевич	К.т.н., доцент, директор института электроэнергетики ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»	Телефон: +7 910 406 19 50 e-mail: TulskyVN@mpei.ru. tulsky@mail.ru
27		Гриб Наталья Станиславовна	Заместитель руководителя Департамента комплексной аналитики в электроэнергетике и теплоснабжении ФГБУ «РЭА» Минэнерго России	Телефон: +7 (495) 789-92-92, доб. 23-90 e-mail: Grib@rosenergo.gov.ru
28		Крутов Юрий Валерьевич	Начальник отдела таможенного сопровождения зарубежных перетоков электроэнергии Департамента взаимодействия с клиентами и рынком ПАО «Россети»	т.+7 (495) 710-96-18 krutov-yv@fskees.ru
29		Рагозин Андрей Владимирович	Заместитель начальника Управления балансов и потерь электроэнергии по ЕНЭС Департамента взаимодействия с клиентами и рынком ПАО «Россети»	т.+7(495)710-94-42 ragozin-av@fskees.ru
30		Бельченко Антон Леонидович	Заместитель директора Департамента по работе на оптовом рынке электроэнергии и мощности и анализа рынков ПАО «Рус Гидро»	т.+7 (495) 122-05-55, 1830 BelchenkoAL@rushydro.ru
31		Козлов Алексей Степанович	Директор по энергорынкам ООО «Интер РАО-Управление электрогенерацией»	т. +7(495)664-76-80 доб. 36-29 +7 916 390 85 53 Kozlov_as@interrao.ru
32		Колотиевский Виктор Николаевич	Директор Департамента международной договорной работы Центра трейдинга ПАО «Интер РАО»	т.+7 (495)664-88-40 доб. 23-37 +7 916 100 12 35 Kolotievskiy_vn@interrao.ru
33		Деркач Валерий Николаевич	Главный эксперт Департамента международной договорной работы Центра трейдинга ПАО «Интер РАО»	Телефон: +7 967 054 43 81 e-mail: Derkach_vn@interrao.ru

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
34		Шарафеев Андрей Леонидович	Главный эксперт Дирекции по обеспечению торговой деятельности Департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»	т.+7 (495)664-88-40 доб. 68-90 +7 917 589 7129 Sharafeev_al@interrao.ru
35		Новиков Алексей Александрович	Директор Департамента энергосбыта и сопровождения новых бизнесов АО «Концерн Росэнергоатом»	Телефон: +7 495 783-01-43, доб. 18-79 novikov-aa@rosenergoatom.ru
36		Заикина Наталья Вячеславовна	Заместитель Председателя Ассоциация «НП Совет рынка»	т.+79857611136 +7 495 967- 05-08 доб. 85-85 zaikina@np-sr.ru
37		Аксенов Константин Вячеславович	Начальник Департамента сопровождения торговли электрической энергией Управления развития конкурентного ценообразования Ассоциация «НП Совет рынка»	Телефон: +7 495 967-05-08 доб. 85-04 aksenovk@np-sr.ru
38		Минаков Игорь Владимирович	Руководитель проекта Департамента сопровождения торговли электрической энергией Управления развития конкурентного ценообразования Ассоциации «НП Совет рынка»	Телефон: +7 495 967-05-08 доб. 88-92 e-mail: iminakov@np-sr.ru
39		Ким Алексей Викторович	Заместитель начальника Департамента нормативного обеспечения Правового управления Ассоциации «НП Совет рынка»	Телефон: +7 495 967-05-08 доб. 81-72 e-mail: kim_a@np-sr.ru
40		Димова Нина Николаевна	Главный эксперт Департамента мониторинга рынка Управления мониторинга и контроля Ассоциация «НП Совет рынка»	Телефон: +7 495 967 05 08 доб. 8498 Моб. т.+79856470277 n.dimova@np-sr.ru
41		Шемелин Дмитрий Владимирович	Заместитель начальника Департамента параллельной работы и стандартизации – начальник отдела технологий параллельной работы АО «СО ЕЭС»	т.+7 (495) 627-95-04 shemelin@so-ups.ru

№	Страна	ФИО	Должность	Контакты
42	Республика Таджикистан	Сулаймони К.	Советник Председателя ОАХК «Барки Точик»	т. +992-938-34-15-15 sulaymoni65@mail.ru
43		Усмонов Баходур Бобокалонович	Начальник департамента систем учета ОАО «Шабакахой интиколи барк»	т. +992 931-27-01-02 Bahodur.bt81@mail.ru
44		Бадалов Хусейн Ёдгорович	Главный специалист управления инвестиций Министерства энергетики и водных ресурсов	т. +992934567778 huseyn.tj88@mail.ru
45	Республика Узбекистан	Мамадаминов Умид Махмудович	Заместитель министра энергетики Республики Узбекистан	