

Обоснование развития электрических сетей 110 кВ на стыке с проблемами распределительного электросетевого комплекса

Антонов Петр Сергеевич
Директор по развитию энергосистем АО «НТЦ ЕЭС»

2023 / 5–6 июля

Москва / Конгресс-центр ЦМТ



VIII Международная
научно-техническая конференция

«Развитие и повышение надежности
распределительных электрических сетей»

ОРГАНИЗАТОРЫ



Основное содержание схемы и программы развития электроэнергетических систем России

Схема и программа развития электроэнергетических систем России

СиПР ЭЭС РОССИИ

- Прогноз потребления
- Перспективное развитие генерирующих мощностей
- Результаты расчетов балансовой надежности
- Территории технологически необходимой генерации
- Предложения по развитию электрических сетей и ПА
- Экономические показатели и потребность в топливе

Мероприятия по технологическому присоединению не включаются в СиПР ЭЭС России*

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ материалы

Разрабатываются для энергосистемы каждого субъекта РФ с обоснованиями реализации мероприятий по перспективному развитию электрической сети, включая мероприятия, предусмотренные в рамках технологического присоединения

Детализация технических решений

Электрические сети 110 кВ и выше** синхронных зон ЭЭС России

Электрические сети 35 кВ и выше ТИТЭС

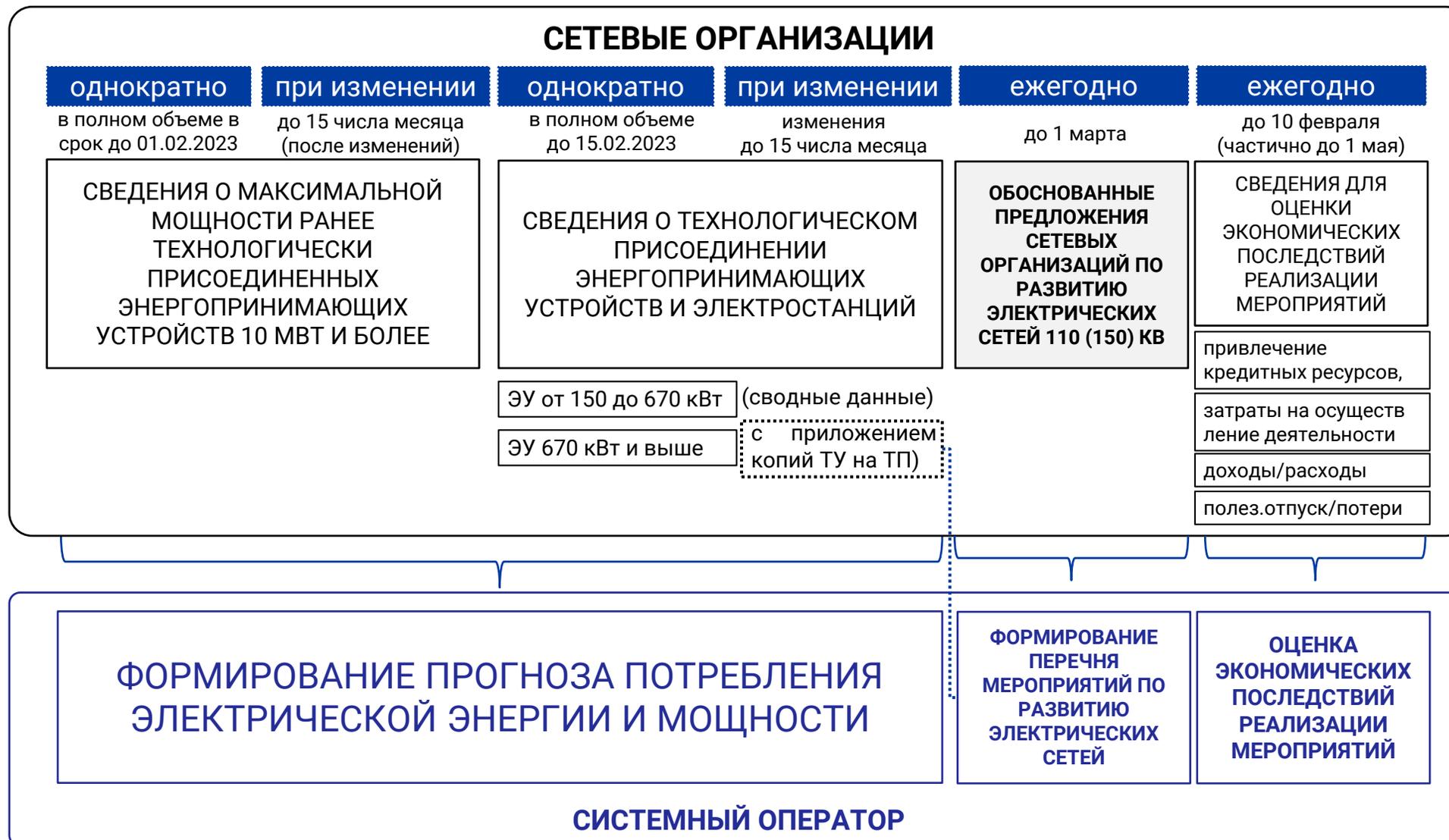
Объекты по производству электрической энергии 5 МВт и выше

* согласно 12-ФЗ от 16.02.2022 с 2024 г. тех. присоединение объектов свыше 150 кВт осуществляется в счет платы за ТП

** в том числе мероприятия 110 кВ для обеспечения нормального функционирования электрических сетей 35 кВ и ниже

Роль сетевых организаций в ходе разработки СиПР ЭЭС России

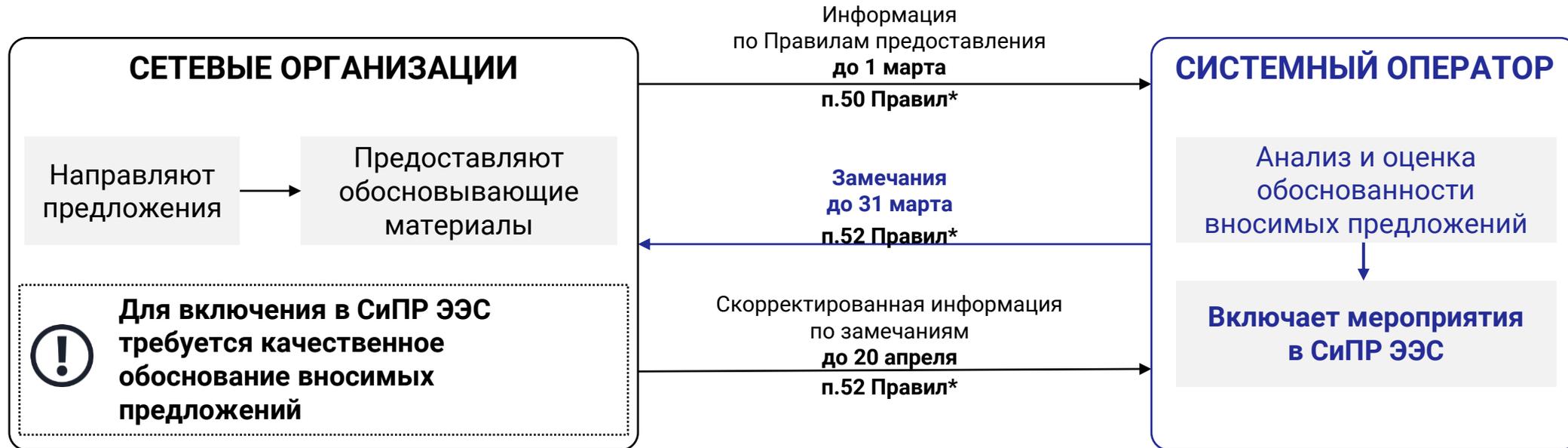
Регулярные деловые процессы



Мероприятия по развитию электрической сети

Обоснование сетевыми организациями вносимых предложений

⚠ ЗАЯВИТЕЛЬНЫЙ ПОРЯДОК



Развитие сетей 35 кВ и ниже, не влекущее необходимости развития электрической сети 110 (150) кВ осуществляется на усмотрение сетевых организаций

* Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики

Мероприятия по развитию электрической сети

Обоснование сетевыми организациями вносимых предложений



Мероприятия по развитию электрической сети.

Обоснование сетевыми организациями вносимых предложений

Необходимость исследования электрической сети ниже 110 кВ

Сетевая организация в части предложений по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 (150) кВ должна предоставить исчерпывающие обоснования предлагаемых мероприятий, **в том числе с учетом проработки альтернативных вариантов мероприятий в электрической сети ниже 110 кВ** с выполнением технико-экономического сравнения

**Приказ Минэнерго №1340 от 20.12.2022
(Правила предоставления информации), пункт 28**

Предложения, а также альтернативные технические решения должны предоставляться **с указанием** по каждому из предлагаемых мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства:

- наименования мероприятия;
- класса напряжения, мощности для трансформаторов и СКРМ, длины и марки провода для ЛЭП;
- принципиальных схем присоединения и схем РУ;
- планируемых сроков реализации мероприятия;
- величин капитальных затрат в базовых и текущих ценах на реализацию мероприятия с детализацией по составляющим

Мероприятия по развитию электрической сети Обоснование сетевыми организациями вносимых предложений Увеличение трансформаторной мощности подстанций



Приказ Минэнерго №1340 от 20.12.2022 (Правила предоставления информации)
Приложение № 15

Таблица 1

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} МВА	Фактическая максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6 – 35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						Год N-6	Год N-5	Год N-4	Год N-3	Год N-2	Год N-6	Год N-5	Год N-4	Год N-3	Год N-2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 2

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Индекс технического состояния трансформатора (указывается наименьший из индексов технического состояния функциональных узлов «Изоляционная система», «Магнитопровод», «Обмотки трансформатора»)	Коэффициент допустимой длительной перегрузки при температуре °С (без ограничения длительности)						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 3

Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров, МВА	Наименование подстанции, к которой осуществляется присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения		Планируемый год реализации технологического присоединения	Максимальная мощность по техническим условиям, кВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о технологическом присоединении), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по техническим условиям с учетом коэффициента реализации, кВт	Прогнозная нагрузка, МВА					
			Дата заключения	Номер (при наличии)						год N	год N+1	год N+2	год N+3	год N+4	год N+5
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Подтверждение необходимости увеличения трансформаторной мощности подстанций
(нагрузочные трансформаторы)
осуществляется с учетом требований пункта 196 Методических указаний по проектированию развития энергосистем

Установка второго трансформатора на однитрансформаторной ПС не может быть обоснована через анализ загрузки центра питания

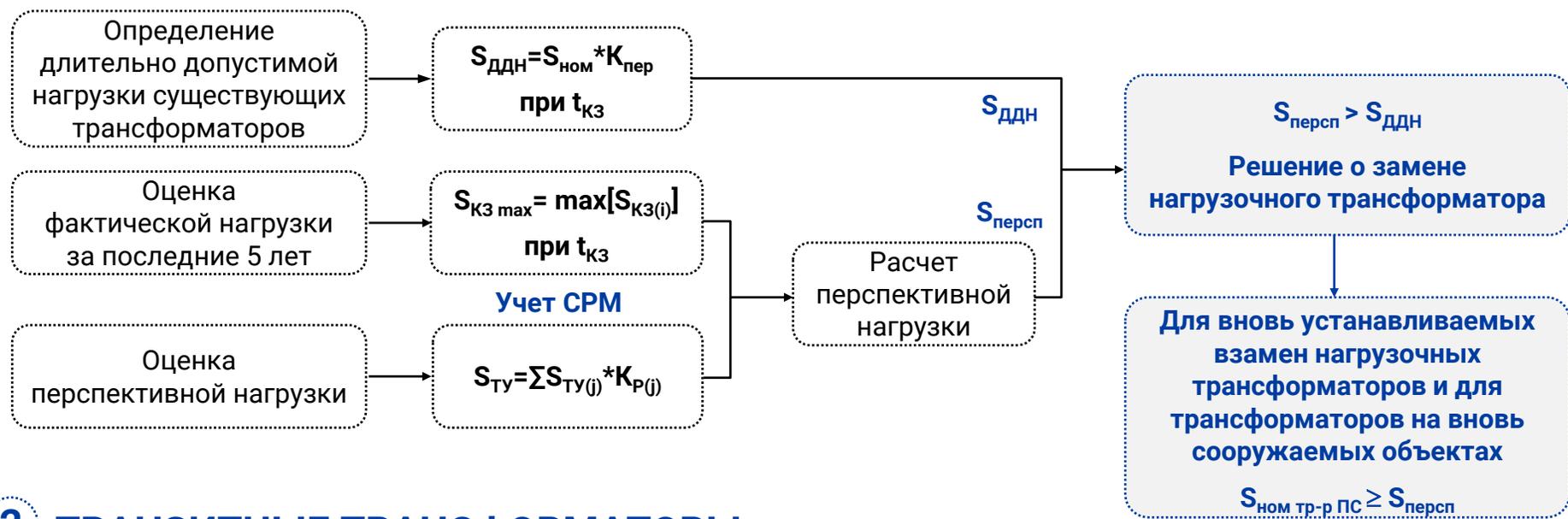
Предоставляемая информация должна соответствовать данным, имеющимся у АО «СО ЕЭС», получаемым в рамках регулярных деловых процессов.
Проверка данных контрольных замеров.
Проверка данных об объемах ДТП

Мероприятия по развитию электрической сети

Критерии принятия решений по развитию электрической сети

Принципы оценки загрузки и выбора (авто-)трансформаторов

1 НАГРУЗОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ



2 ТРАНЗИТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Величина существующей и перспективной нагрузки транзитных трансформаторов определяется на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов с учетом критериев принятия решений по развитию электрической сети

Мероприятия по развитию электрической сети. Обоснование сетевыми организациями вносимых предложений. Строительство ЛЭП/ПС, реконструкция ЛЭП

Перечень исходных данных	Требуемый результат к качеству обосновывающих материалов	Выявленные недостатки
Описание СРС и РБС	Соответствие информации данным, предоставляемым в АО «СО ЕЭС» в рамках иных регулярных деловых процессов	РМ не пригодны для анализа заявленных рисков (отсутствуют ДДТН/АДТН, наименование элементов, параметры)
Описание СРМ	Подтверждение заявленных рисков выхода параметров режима из ОДЗ	Результаты расчетов на РМ не соответствуют приведенному описанию в пояснительной записке
Математические расчетные модели (или ИД для формирования РМ)	Соответствие информации приведенной в описании полученным результатам расчетов на предоставленных РМ	Отсутствуют результаты расчетов и (или) отсутствуют РМ подтверждающие: - наличие существующих рисков выхода параметров режима из ОДЗ; - эффективность предлагаемых мероприятий
Карта-схема	Подтверждение (в том числе на РМ) эффективности предлагаемых мероприятий, а также альтернативных решений для ликвидации заявленных рисков выхода параметров режима из ОДЗ	Избыточность/необоснованность предлагаемых технических решений
Данные о фактической и перспективной нагрузке трансформаторов	Подтверждение экономической целесообразности предлагаемого мероприятия на основании сравнения стоимостей рассмотренных вариантов	Некорректное применение требований МУ по проектированию развития энергосистем при обосновании предложений
Альтернативные технические решения		
Данные в объеме п.28 Правил предоставления информации		

! КАЧЕСТВО ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Мероприятия по развитию электрической сети. Пример предложения сетевой организации по переводу существующего центра питания 35 кВ на напряжение 110 кВ

Описание СРС и РБС: АО ЛЭП 35 кВ А – В
Отсутствие возможности перевода потребителей ПС 35 кВ В, ПС 35 кВ Г, ПС 35 кВ Д в связи с недостаточной пропускной способностью ЛЭП 35 кВ Б – Г.
Необходимость ввода ГАО 15 МВт

Рассмотренные технические решения (в том числе альтернативные варианты по развитию электрических сетей 35 кВ и ниже)



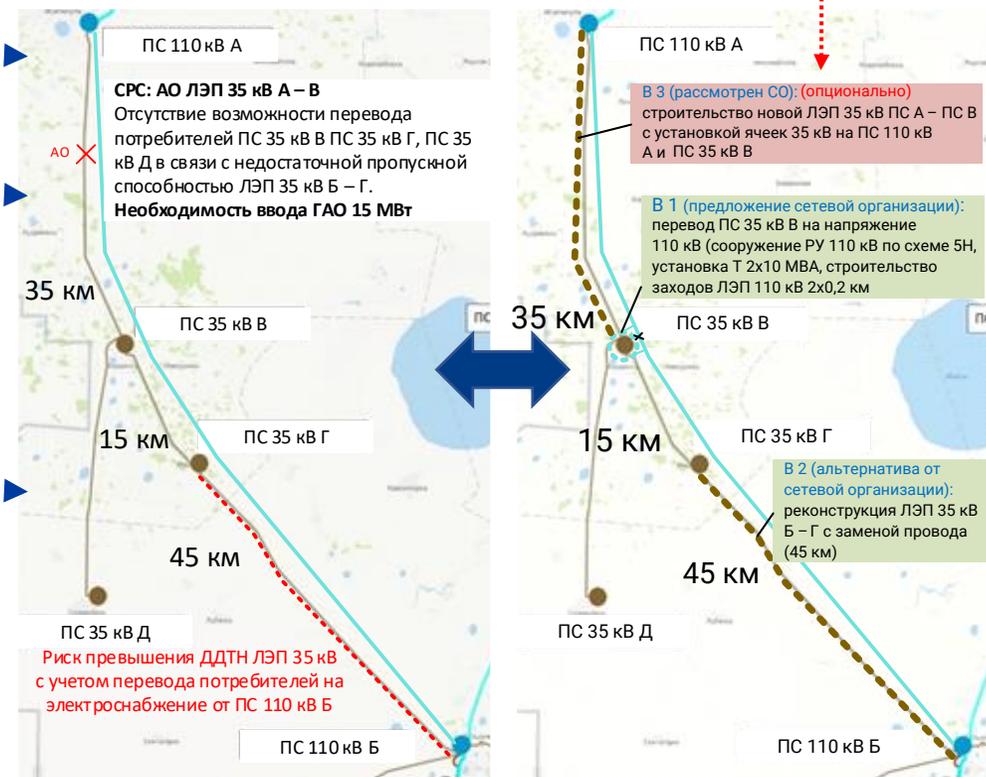
Математические модели рассматриваемого энергоузла (или данные, достаточные для формирования математических моделей)

Описание СРМ: отсутствуют

Карта-схема

Сведения о фактической максимальной и прогнозной нагрузке ПС с учетом договоров на ТП:

- ПС 110 кВ А
- ПС 110 кВ Б
- ПС 35 кВ В
- ПС 35 кВ Г
- ПС 35 кВ Д



Капитальные затраты на реализацию технических решений

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
350 млн руб.	410 млн руб.	390 млн руб.
100 %	117 %	106 %

Рассмотрен опционально в рамках проработки предложения сетевой организации

Подтверждение обоснованности предложения сетевой организации

Включение мероприятия в СиПР ЭЭС

ВНОСИМОЕ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПРЕДЛОЖЕНИЕ:

Перевод ПС 35 кВ на напряжение 110 кВ



Информация от сетевой организации

Мероприятия по развитию электрической сети.

Обоснование сетевыми организациями вносимых предложений

Необходимость исследования электрической сети ниже 110 кВ

Сетевая организация обязана рассматривать и предоставлять информацию о альтернативных (к предлагаемому мероприятию по развитию электрической сети 110 кВ) вариантах мероприятий в сети ниже 110 кВ с формированием и предоставлением в

Системный оператор обосновывающих материалов.

Необходимость рассмотрения альтернативных мероприятий в сети ниже 110 кВ **является обязательной** при внесении следующих предложений (за исключением случая повышения категории надежности ЭПУ):

- Строительство нового центра питания 110 (150) кВ
- Перевод существующего центра питания 35 кВ на напряжение 110 (150) кВ
- Строительство новой ЛЭП 110 (150) кВ
- Реконструкция существующей ЛЭП 110 (150) кВ с увеличением пропускной способности

Системный оператор формирует техническое решение об обоснованности/необоснованности реализации предложения сетевой организации на основании полученных данных от сетевой организации.

Системным оператором могут быть рассмотрены/разработаны иные (дополнительные к предоставленным сетевыми организациями) альтернативные варианты мероприятий в сети ниже 110 кВ.

В СиПР ЭЭС России не включаются технические решения в сети ниже 110 кВ.

Варианты по развитию сети ниже 110 кВ могут быть приведены только в обосновывающих материалах в качестве альтернативы вносимым предложениям по развитию сети 110 (150) кВ

Мероприятия по развитию электрической сети

Обоснование сетевыми организациями вносимых предложений

Мероприятия, направленные на снижение недоотпуска

Сведения об объеме недоотпуска электрической энергии за время прекращений (перерывов) электроснабжения, а также о фактическом ущербе (убытках) от прекращений (перерывов) электроснабжения потребителей электрической энергии, обусловленных отключением элементов электрической сети, и его (их) возмещении по каждому году пятилетнего периода, предшествующего году представления информации в соответствии с таблицей

Приказ Минэнерго №1340 от 20.12.2022 (Правила предоставления информации). Приложение № 15

Таблица 4

№ п/п	Наименование подстанции, на которой зафиксирован недоотпуск электрической энергии	Описание схемно-режимной ситуации, в которой зафиксирован недоотпуск электрической энергии (с указанием типа и количества отключенных элементов электрической сети, характера отключения элемента: вывод в плановый ремонт, аварийное отключение)	Нагрузка, отключенная в схемно-режимной ситуации, кВт	Фактические экономические показатели ущербов (убытков) от недоотпуска электрической энергии за предшествующие 5 лет		
				Объем недоотпуска электрической энергии за время перерыва в электроснабжении в рассмотренных схемно-режимных ситуациях, кВт·ч	Удельный объем ущерба (убытков) от недоотпуска на 1 кВт·ч, возмещенный потребителю электрической энергии, руб./кВт·ч	Сведения о возмещении ущерба (убытков) от недоотпуска электрической энергии
1	2	3	4	5	6	7

Дополнительно должна быть предоставлена информация, предусмотренная для направляемых предложений по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 (150) кВ

Подтверждение необходимости мероприятий, направленных на снижение недоотпуска осуществляется на основании анализа стоимости мероприятий в сравнении с величиной подтвержденного ущерба (убытков) от недоотпуска

Установка второго трансформатора на одно трансформаторной ПС может быть обоснована только через критерий недоотпуска

Спасибо за внимание!

