

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ПЕРМСКОГО КРАЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	14
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	19
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	27
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	28
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	28
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	29
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	30
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	30
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	32

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	33
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	34
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	37
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	37
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Пермского края.....	37
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	40
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	42
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	44
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	45
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	46
7.1	Основные подходы.....	46
7.2	Исходные допущения.....	47
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	50
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	51
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	53
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	55
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	56
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	57
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	61

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор

ТНВ	—	температура наружного воздуха
ТП	—	технологическое присоединение
ТУ	—	технические условия
ТЭО	—	технико-экономическое обоснование
ТЭС	—	тепловая электростанция
ТЭЦ	—	теплоэлектроцентраль
УНЦ	—	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	—	центр питания
ЭЭС	—	электроэнергетическая система (территориальная)
S	—	полная мощность
$S_{\text{ддн}}$	—	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	—	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	—	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Пермского края за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Пермского края на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Пермского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ и обслуживает территорию субъекта Российской Федерации – Пермского края.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Пермского края и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– филиал ПАО «Россети» – Пермское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Пермского края;

– филиал ПАО «Россети Урал» – «Пермэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Пермского края.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Пермского края связана с энергосистемами:

– Кировской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Свердловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт.;

– Удмуртской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 11 шт.;

– Республики Башкортостан (Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Пермского края с указанием максимального потребления мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Пермского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Уралкалий»	261,9
ОАО «РЖД»	204,5
ООО «Лукойл-Пермь»	179,7
ООО «АВИСМА»	175,4
ООО «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез»	174,3
АО «Соликамскбумпром»	170,1
Более 50 МВт	
Филиал «Пермский» ПАО «Т Плюс»	98,1
АО «Транснефть-Прикамье»	69,3
ОАО «СМЗ»	59,3

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «ЕвроХим-УКК»	58,3
АО «Сибур-Химпром»	56,9
Филиал «Пермская ГРЭС» АО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация»	56,1
Филиал «Азот» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в г. Березники	54,0
АО «Метафракс Кемикалс»	53,2
Более 10 МВт	
Филиал «Яйвинская ГРЭС» ПАО «Юнипро»	48,4
ООО «Горнозаводскцемент»	41,4
АО «БСЗ»	20,7
ООО «Новогор-Прикамье»	20,0
АО «Уралоргсинтез»	17,7
Филиал «ПМУ» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в г. Пермь	14,9
Филиалы ПАО «РусГидро» «Воткинская ГЭС» и «Камская ГЭС»	13,5

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Пермского края на 01.01.2023 составила 7766,5 МВт, в том числе: ГЭС – 1675,8 МВт, ТЭС – 6090,7 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Пермского края, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	7797,5	65,0	111,0	+15,0	–	7766,5
ГЭС	1660,8	–	–	+15,0	–	1675,8
ТЭС	6136,7	65,0	111,0	–	–	6090,7

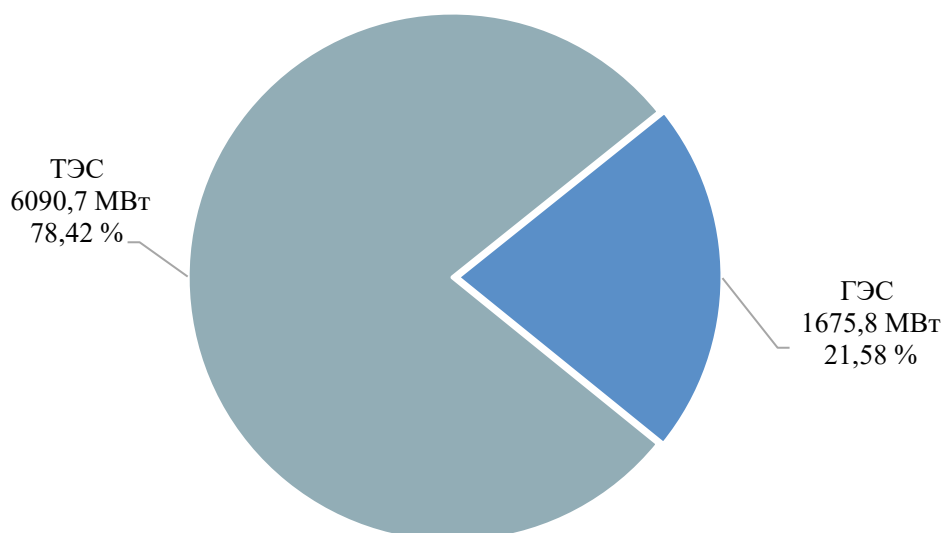


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Пермского края по состоянию на 01.01.2023

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Пермского края приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Пермского края

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	24439	23913	22397	23287	23232
Годовой темп прироста, %	0,84	-2,15	-6,34	3,97	-0,24
Максимум потребления мощности, МВт	3526	3454	3263	3438	3361
Годовой темп прироста, %	-2,52	-2,04	-5,53	5,36	-2,24
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6931	6923	6864	6773	6912
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	22.01 11:00	04.02 09:00	21.12 16:00	11.02 10:00	13.01 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,3	-24,8	-11,7	-26	-17,3

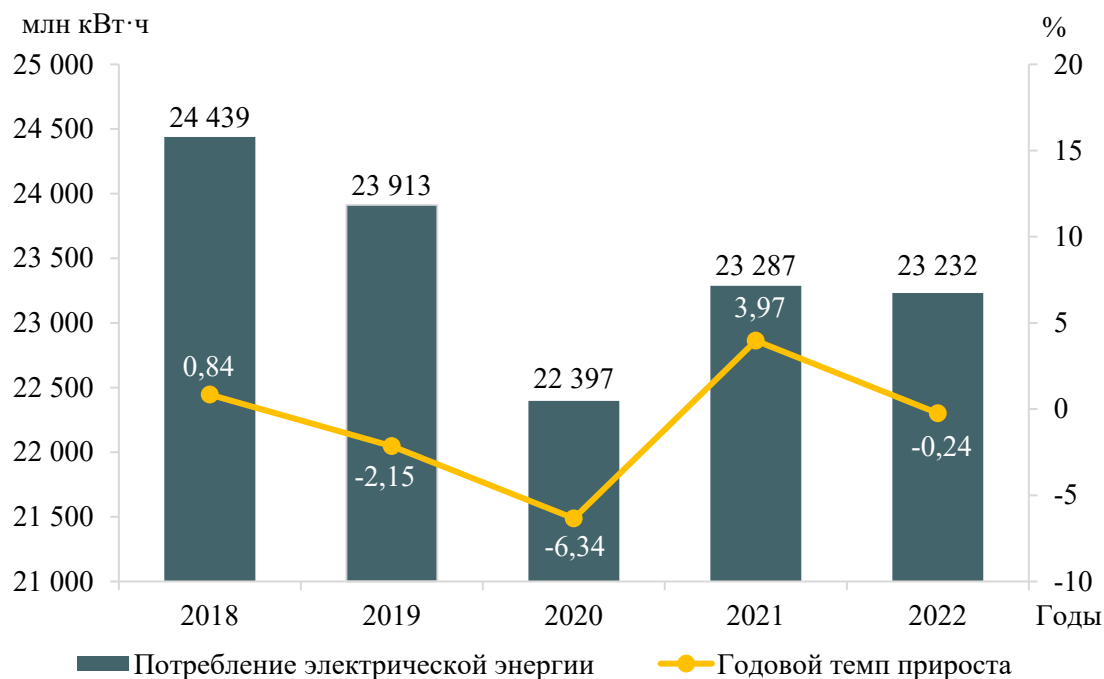


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста

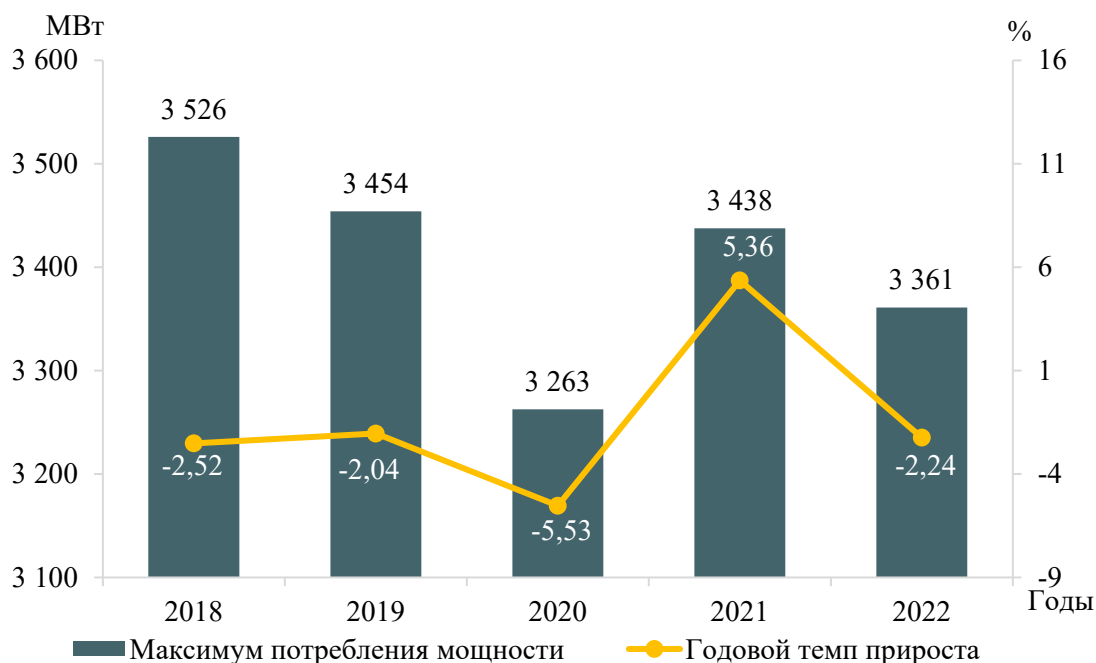


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Пермского края снизилось на 1004 млн кВт·ч и составило в 2022 году 23232 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,84 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,97 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 6,34 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края снизился на 256 МВт и составил 3361 МВт, что соответствует отрицательному значению среднегодового темпа прироста мощности 1,46 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 5,36 % в 2021 году, что обусловлено низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности и отменой антиковидных ограничений; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 5,53 %, что было обусловлено теплой зимой и эпидемиологической ситуацией в регионе.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Пермского края обуславливалась следующими факторами:

- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями обрабатывающих производств;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Пермского края приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Пермского края приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Субботники от ВЛ 110 кВ Верецагино – Кузьма с отпайкой на ПС Бородулино	ПАО «Россети Урал»	2018	7,22 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Субботники от ВЛ 110 кВ Зюкай – Кузьма с отпайкой на ПС Бородулино	ПАО «Россети Урал»	2018	7,22 км
3	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Северная – Строгановская I цепь	ПАО «Уралкалий»	2018	18,73 км
4	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Северная – Строгановская II цепь	ПАО «Уралкалий»	2018	18,73 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Соликамск – Союз с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Яйвинская ГРЭС – Соликамск с отпайками на ПС 110 кВ Союз с образованием ЛЭП: ВЛ 110 кВ Соликамск – Союз с отпайками и ВЛ 110 кВ Яйвинская ГРЭС – Союз с отпайками	ПАО «Россети Урал»	2020	1,47 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Яйвинская ГРЭС – Союз с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Яйвинская ГРЭС – Соликамск с отпайками на ПС 110 кВ Союз с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Соликамск – Союз с отпайками и ВЛ 110 кВ Яйвинская ГРЭС – Союз с отпайками	ПАО «Россети Урал»	2020	1,47 км
7	110 кВ	Выполнение захода ВЛ 110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Широковская ГЭС с отпайкой на ПС Гидролизная на ПС 110 кВ Коксовая с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Коксовая и КВЛ 110 кВ Широковская ГЭС-7 – Коксовая с отпайкой на ПС Гидролизная	ПАО «Россети Урал»	2022	1,66 км
8	110 кВ	Выполнение захода ВЛ 110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Широковская ГЭС с отпайкой на ПС Гидролизная на ПС 110 кВ Коксовая с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Коксовая и КВЛ 110 кВ Широковская ГЭС-7 – Коксовая с отпайкой на ПС Гидролизная	ПАО «Россети Урал»	2022	1,66 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Кыласово	ООО «Лукойл-Пермь»	2018	2×6,3 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Субботники	ОАО «РЖД»	2018	2×16 МВА
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Строгановская	ПАО «Уралкалий»	2018	2×125 МВА
4	500 кВ	Замена автотрансформатора на Воткинской ГЭС	ПАО «РусГидро»	2018	501 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Солдаты	ООО «Лукойл-Энергосети»	2019	2×16 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Чашкино (Новая)	ООО «ЛУКОЙЛ-Энергосети»	2019	2×10 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	500 кВ	Замена автотрансформатора на Воткинской ГЭС	ПАО «РусГидро»	2019	501 МВА
8	110 кВ	Строительство ПП 110 кВ Союз	ПАО «Россети Урал»	2020	—
9	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Юрчук	ООО «Лукойл-Пермь»	2021	2×6,3 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на Воткинской ГЭС	ПАО «РусГидро»	2021	300 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Коксовая	ОАО «Губахинский кокс»	2022	2×16 МВА
12	220 кВ	Замена автотрансформаторов на Воткинской ГЭС	ПАО «РусГидро»	2022	2×300 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Пермского края отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-13,9
	20.06.2018	16,5
2019	18.12.2019	-6,0
	19.06.2019	16,7
2020	16.12.2020	-8,2
	17.06.2020	15,6
2021	15.12.2021	-5,5
	16.06.2021	24,5
2022	21.12.2022	-16,9
	15.06.2022	19,5

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Урал»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Урал» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Технологическая	110	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	110	25	1989	99,25	9,15	9,15	7,05	8,93	8,19	6,67	6,48	4,57	6,86	7,62	0
		35			10				3,23	3,18	0,89	2,00	3,76	2,78	2,62	0,81	0,79	2,61	
		6			6				5,91	5,97	6,16	6,93	5,59	3,89	3,85	3,76	6,07	5,55	
		110	Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	110	25	1989	99,25	5,14	5,33	7,05	5,93	5,14	3,43	4,00	5,14	5,33	4,76	
		35			10				1,21	1,28	3,38	2,43	1,12	0,81	0,39	2,80	2,48	1,08	
		6			6				3,93	4,05	3,67	3,50	4,34	2,62	3,61	2,34	2,85	4,15	
2	ПС 110 кВ Северная	110	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	110	16	2006	75	11,22	10,10	12,69	8,71	11,20	10,98	4,37	5,16	5,84	4,40	0,3
		35			35				–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		6			6				11,22	10,10	12,69	8,71	11,20	10,98	4,37	5,16	5,84	4,40	
		110	Т-2	ТДН-16000/110/6	110	16	1970	75	7,43	8,38	6,96	9,80	9,00	0,00	5,47	4,20	5,39	6,39	
		6			6				7,43	8,38	6,96	9,80	9,00	0,00	5,47	4,20	5,39	6,39	
		110			110				2,46	3,12	1,94	4,05	4,22	3,84	2,95	1,85	2,53	3,17	
3	ПС 110 кВ Кривец	35	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	35	10	1973	99,25	1,88	2,49	1,44	3,87	3,04	3,33	2,76	1,44	1,91	3,21	0,2
		10			10				0,58	0,63	0,50	0,18	1,18	0,51	0,19	0,41	0,63	-0,05	
		110	Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	110	16	1987	84,25	9,35	7,27	6,48	6,72	6,57	3,48	2,81	3,58	2,93	3,62	
		35			35				8,65	6,64	5,92	5,92	6,34	3,09	2,34	3,13	2,48	3,33	
		10			10				0,70	0,63	0,56	0,80	0,23	0,38	0,47	0,45	0,45	0,29	
		110			110				0,70	0,63	0,56	0,80	0,23	0,38	0,47	0,45	0,45	0,29	

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Технологическая	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1989	99,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1989	99,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Северная	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	2006	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1970	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Кривец	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1973	99,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1987	84,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Технологическая	2021	14,86	ПС 110 кВ Технологическая	ТУ на ТП менее 670 кВт (16 шт.)			2024	0,602	0,31	–	0,0602	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93	14,93
2	ПС 110 кВ Северная	2022	20,2	ПС 110 кВ Северная	ООО «СМУ № 3 Сатурн-Р»	8400013129	14.04.2022	2024	1,61	0	6	0,644	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07	21,07
				ПС 110 кВ Северная	ТУ на ТП менее 670 кВт (40 шт.)			2024	1,383	0,203	–	0,138						
3	ПС 110 кВ Кривец	2018	11,81	ПС 110 кВ Кривец	ТУ на ТП менее 670 кВт (63 шт.)			2024	1,074	0,071	–	0,107	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93

ПС 110 кВ Технологическая.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 14,86 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 50,5 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,1775.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,92 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,067 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,86 + 0,067 + 0 - 0 = 14,93 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 50,7 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Урал» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Технологическая с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Северная.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,2 МВА. При отключении одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 105,2 % (101 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -16,9 °С и

при режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,2).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,3 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора (Т-1) при отключении трансформатора (Т-2) составит 19,9 МВА (99,5 % от $S_{\text{дн}}$), что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора (Т-2) при отключении трансформатора (Т-1) составит 19,9 МВА (103,6 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,196 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,203 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,869 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,2 + 0,869 + 0 - 0,3 = 20,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 108,2 % (103,8 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Северная расчетный объем ГАО составит 1,57 (0,77) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного трансформатора рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,77 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кривец.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 11,81 МВА. При отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 98,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ -13,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,2 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,145 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,071 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,119 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,81 + 0,119 + 0 - 0,2 = 11,73 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 97,7 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Урал» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Кривец с заменой существующего силового трансформатора 1×10 МВА на 1×16 МВА).

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

2.2.2.1 ПАО «Россети Урал»

Установка трансформатора 110/35/10 кВ на существующей площадке ПС 35 кВ Култаево с подключением одноцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-9 – Малиновская.

Согласно данным ПАО «Россети Урал» предлагается комплексное решение по установке одного трансформатора 110/35/10 кВ на существующей площадке ПС 35 кВ Култаево мощностью 25 МВА с подключением одноцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-9 – Малиновская ориентировочной протяженностью 8 км.

Существующая схема электрической сети 35–110 кВ и существующая схема соединений электрических сетей 35–110 кВ энергорайона расположения ПС 110 кВ Муллы и ПС 35 кВ Култаево представлены на рисунках 4, 5.

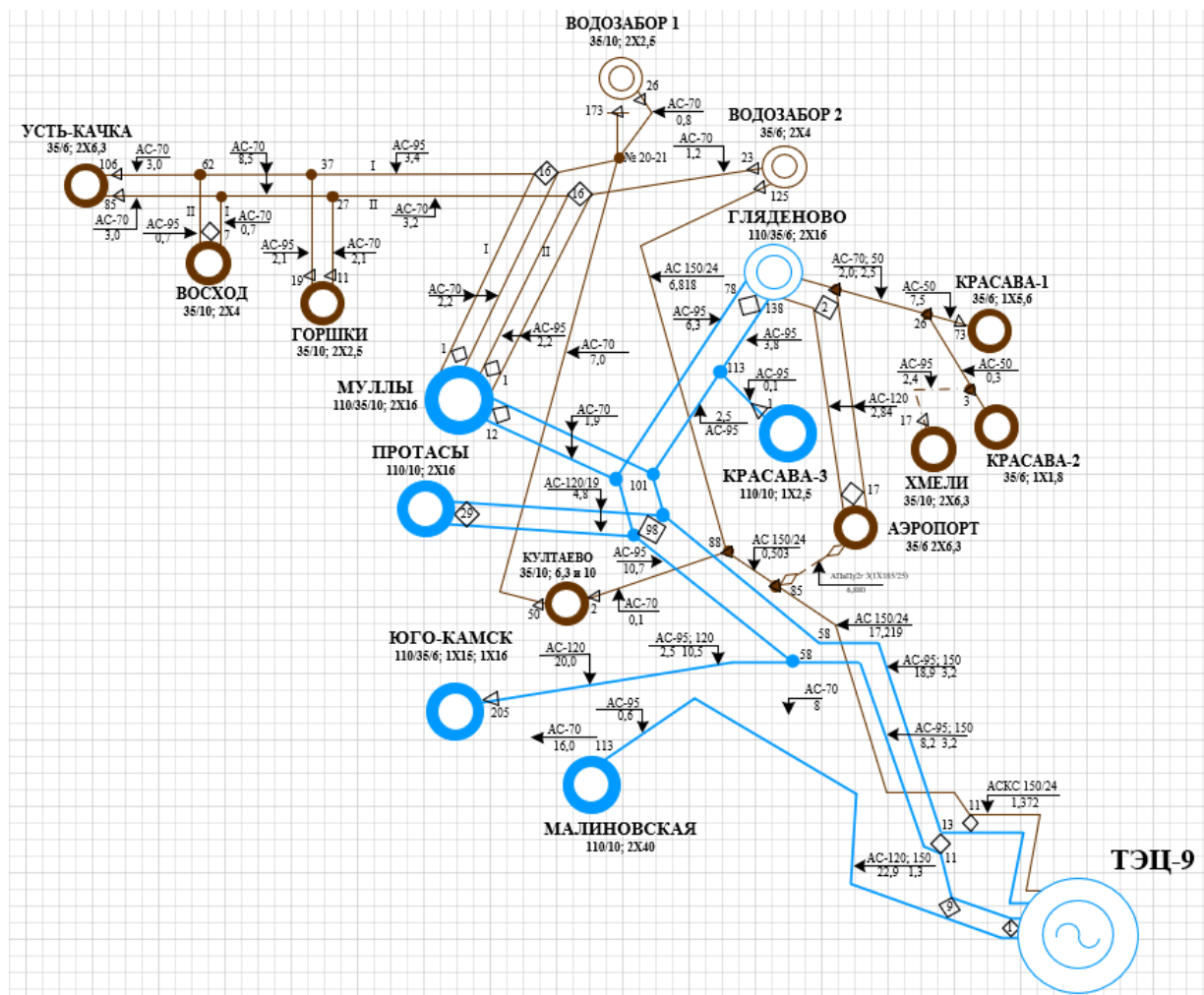


Рисунок 4 – Существующая схема электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого энергорайона

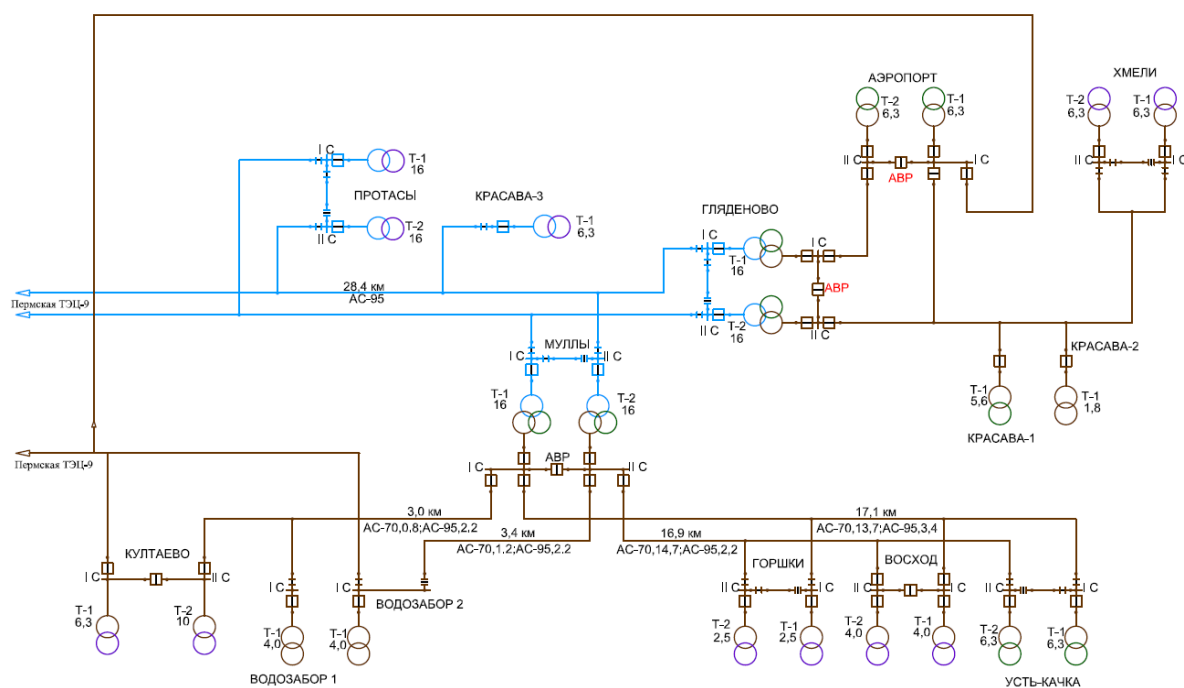


Рисунок 5 – Существующая схема соединений электрических сетей 35–110 кВ рассматриваемого энергорайона

Согласно таблицам 10, 11 выявлена фактическая перегрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35 кВ ПС 110 кВ Муллы и Т-1 35/10 кВ ПС 35 кВ Култаево при отключении наиболее мощного трансформатора, от которых осуществляется питание потребителей рассматриваемого энергорайона.

Для устранения описанных выше проблем, предлагается выполнение следующих мероприятий (вариант № 1):

1) установка одного трансформатора 110/35/10 кВ на существующей площадке ПС 35 кВ Култаево мощностью 25 МВА (выбор номинальной мощности планируемого к установке трансформатора приведен ниже);

2) выполнение РУ 110 кВ на ПС 35 кВ Култаево по схеме блок (линия-трансформатор) с выключателем;

3) подключение ВЛ 110 кВ (АС-70) одноцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-9 – Малиновская к сети 110 кВ РУ 110 кВ новой ПС 110 кВ Култаево ориентировочной протяженностью 8 км;

4) подключение нового трансформатора 110/35/10 кВ через новый выключатель 35 кВ ко 2 секции 35 кВ и через существующий выключатель 10 кВ ко 2 секции 10 кВ новой ПС 110 кВ Култаево;

5) подключение трансформаторов 6,3 МВА и 10 МВА существующей ПС 35 кВ Култаево через один новый выключатель 35 кВ к 1 секции 35 кВ и через существующий выключатель 10 кВ к 1 секции 10 кВ новой ПС 110 кВ Култаево;

6) перевод на питание от нового трансформатора 110/35/10 кВ ПС 110 кВ Култаево по существующей сети 35 кВ Т-2 ПС 35 кВ Горшки, Т-2 ПС 35 кВ Восход, Т-2 ПС 35 кВ Усть-Качка и Т-1 ПС 35 кВ Водозабор-1 путем выполнения перемычки между ВЛ 35 кВ Муллы – Водозабор-1 с отпайкой на ПС 35 кВ Култаево и ВЛ 35 кВ Муллы – Усть-Качка-2 с отпайками в районе опоры 16 с образованием ВЛ 35 кВ Култаево – Усть-Качка-2 с отпайками. На ПС 110 кВ Муллы в нормальной схеме выключатели ВЛ 35 кВ Култаево – Усть-Качка-2 с отпайками отключены.

Выполнение мероприятий по первичному электротехническому оборудованию ПС 110 кВ Муллы не требуется, оборудование остается существующим.

Схема развития электрической сети 35–110 кВ и схема соединений электрических сетей 35–110 кВ рассматриваемого энергорайона по варианту № 1 представлены на рисунках 6, 7.

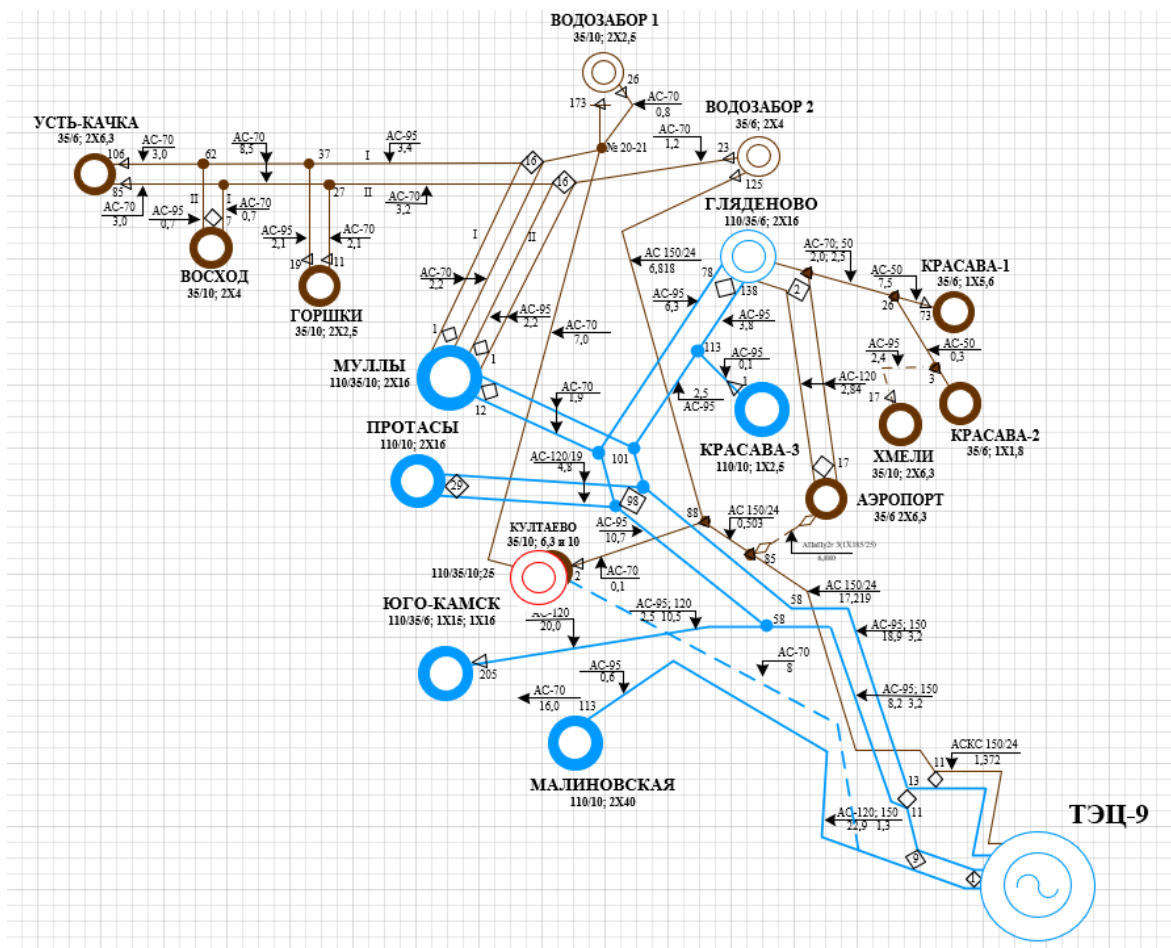


Рисунок 6 – Схема развития электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого энергорайона по варианту № 1

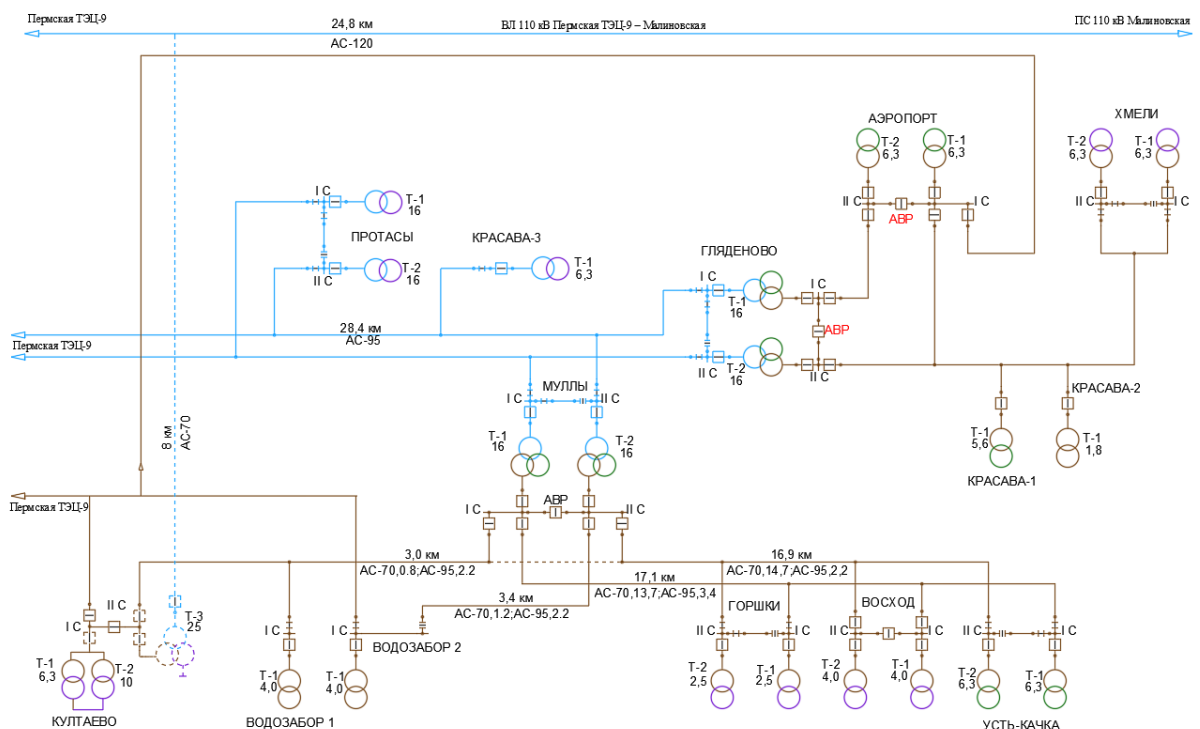


Рисунок 7 – Схема соединений электрических сетей 35–110 кВ рассматриваемого энергорайона с развитием по варианту № 1

В качестве альтернативного варианта (вариант № 2) рассматривается комплекс мероприятий по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Муллы и ПС 35 кВ Култаево:

1) реконструкция ПС 110 кВ Муллы с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый;

2) реконструкция ПС 35 кВ Култаево с заменой трансформатора Т-1 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 10 МВА.

Анализ загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Муллы и ПС 35 кВ Култаево приведен ниже.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Муллы	110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35	110	16	1981	81,0	10,29	10,04	7,81	13,39	14,19	4,54	5,53	4,19	3,62	0,00	0
		35			35														
		10			10														
		110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35	110	16	1978	64,0	8,63	5,67	6,15	9,15	11,1	4,11	3,47	3,06	3,87	9,34	
		35			35														
		10			10														
2	ПС 35 кВ Култаево	35	Т-1	ТМН-6300/35	35	6,3	1988	65,0	3,97	4,13	5,04	4,55	4,54	1,33	1,42	1,58	3,06	0,84	1,9
		10			10														
		35	Т-2	ТДНС-10000/35	35	10	1987	88,0	3,75	4,51	4,33	4,18	5,48	1,39	1,62	1,33	0,00	1,87	
		10			10														

Таблица 11 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Муллы	Т-1	ТДТН-16000/110/35	1981	81,0	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35	1978	64,0	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 35 кВ Култаево	Т-1	ТМН-6300/35	1988	65,0	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТДНС-10000/35	1987	88,0	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 12 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Муллы	2022	25,29	ПС 110 кВ Муллы	ТУ на ТП менее 670 кВт (39 шт.)			2024	0,522	0,157	–	0,0522	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98
				ПС 35 кВ Восход	ТУ на ТП менее 670 кВт (106 шт.)			2024	1,56	0,15	–	0,156						
				ПС 35 кВ Горшки	ТУ на ТП менее 670 кВт (120 шт.)			2024	1,64	0,128	–	0,164						
				ПС 35 кВ Усть-Качка	ТУ на ТП менее 670 кВт (27 шт.)			2024	0,48	0,022	–	0,048						
				Т-2 ПС 35 кВ Култаево	ТУ на ТП менее 670 кВт (109 шт.) ¹⁾			2024	2,01	0,1675	–	0,201						
2	ПС 35 кВ Култаево	2022	10,02	ПС 35 кВ Култаево	ТУ на ТП менее 670 кВт (218 шт.)			2024	4,024	0,335	–	0,402	10,47	10,47	10,47	10,47	10,47	10,47

Примечание – ¹⁾ Ввиду отсутствия детальной информации о перспективных потребителях ПС 35 кВ Култаево принято, что перспективная нагрузка распределяется поровну между Т-1 и Т-2.

ПС 110 кВ Муллы.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 25,29 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 131,7 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,83 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,624 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,69 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,29 + 0,69 + 0 - 0 = 25,98 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 135,3 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Муллы ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Муллы расчетный объем ГАО составит 6,78 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,98 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

ПС 35 кВ Култаево.

ПС 35 кВ Култаево подключена к сети 35 кВ, центром питания которой является ПС 110 кВ Муллы. Согласно данным в таблицах 10, 11 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 10,02 МВА. При отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 151,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,9 °С составляет 1,05.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,9 МВА на ПС 110 кВ Муллы по ВЛ 10 кВ Шилово-1.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора (Т-1) при отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) составит 8,12 МВА (122,8 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,359 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,335 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,447 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,02 + 0,447 + 0 - 1,9 = 8,57 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 129,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Култаево ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения наиболее мощного трансформатора на ПС 35 кВ Култаево расчетный объем ГАО составит 1,95 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,57 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Анализ загрузки ПС 110 кВ Култаево и ПС 110 кВ Муллы после реализации мероприятий по варианту № 1.

Для выбора номинальной мощности планируемого к установке трансформатора 110/35/10 кВ на ПС 35 кВ Култаево определяется перспективная нагрузка ПС 110 кВ Култаево по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ПС 110 кВ Култаево}} = S_{\text{персп}}^{\text{ПС 35 кВ Култаево}} + S_{\text{макс ПС 35 кВ}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту ПС 35 кВ}} \cdot K_{\text{наб}}, \quad (2)$$

где $S_{\text{персп}}^{\text{ПС 35 кВ Култаево}}$ – перспективная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Култаево;

$S_{\text{макс ПС 35 кВ}}^{\text{факт}}$ – нагрузка Т-2 ПС 35 кВ Горшки (1,245 МВА), Т-2 ПС 35 кВ Восход (3,152 МВА), Т-2 ПС 35 кВ Усть-Качка (1,368 МВА) и Т-1 ПС 35 кВ Водозобор-1 (0,7 МВА) в зимний контрольный замер 2022 года – 6,465 МВА;

$\sum S_{\text{ту ПС 35 кВ}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС 35 кВ Горшки, ПС 35 кВ Восход, ПС 35 кВ Усть-Качка в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора¹;

Таким образом, перспективная нагрузка трансформатора 110/35/10 кВ согласно формуле (2) составит:

¹ Ввиду отсутствия детальной информации о перспективных потребителях ПС 35 кВ Горшки, ПС 35 кВ Восход, ПС 35 кВ Усть-Качка и ПС 35 кВ Култаево принято, что перспективная нагрузка распределяется поровну между нагрузочными трансформаторами на данных подстанциях.

$$S_{\text{персп}}^{\text{ПС 110 кВ Култаево}} = 10,47 + 6,465 + 0,204 = 17,14 \text{ МВА.}$$

Рекомендуется установка на ПС 110 кВ Култаево трансформатора мощностью не менее 17,14 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Муллы после реализации мероприятий по установке трансформатора 110/35/10 кВ на существующей площадке ПС 35 кВ Култаево мощностью 25 МВА и перевода на него части нагрузки, питающейся в настоящее время от ПС 110 кВ Муллы, определяется по формуле:

$$S_{\text{персп_перевод}}^{\text{ПС 110 кВ Муллы}} = S_{\text{макс ПС 110 кВ Муллы}}^{\text{факт}} - S_{\text{макс ПС 35 кВ}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту ПС 35 кВ}} \cdot K_{\text{наб}}, \quad (3)$$

где $S_{\text{макс ПС 110 кВ Муллы}}^{\text{факт}}$ – фактическая максимальная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Муллы в зимний контрольный замер 2022 года;

$S_{\text{макс ПС 35 кВ}}^{\text{факт}}$ – нагрузка Т-2 ПС 35 кВ Горшки, Т-2 ПС 35 кВ Восход, Т-2 ПС 35 кВ Усть-Качка, Т-2 ПС 35 кВ Култаево (5,48 МВА) и Т-1 ПС 35 кВ Водозобор-1 в зимний контрольный замер 2022 года – 11,945 МВА;

$\sum S_{\text{ту ПС 35–110 кВ}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС 35 кВ Горшки, ПС 35 кВ Восход, ПС 35 кВ Усть-Качка² и ПС 110 кВ Муллы в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

Таким образом, перспективная нагрузка трансформатора 110/35/10 кВ ПС 110 кВ Муллы согласно формуле (3) составит:

$$S_{\text{персп_перевод}}^{\text{ПС 110 кВ Муллы}} = 25,29 - 11,945 + 0,23 = 13,58 \text{ МВА.}$$

При отключении наиболее мощного трансформатора (Т-1) ПС 110 кВ Муллы нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 70,7 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Согласно ТЭО, выполненному ПАО «Россети Урал», суммарные дисконтированные затраты составят 337 млн руб. по варианту № 2 и 322,7 млн руб. по варианту № 1. Таким образом, наименее затратным вариантом является вариант № 1, в связи с чем вариант № 1 рекомендуется к реализации.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Урал».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Пермского края, отсутствуют.

² Ввиду отсутствия детальной информации о перспективных потребителях ПС 35 кВ Горшки, ПС 35 кВ Восход, ПС 35 кВ Усть-Качка и ПС 35 кВ Култаево принято, что перспективная нагрузка распределяется поровну между нагрузочными трансформаторами на данных подстанциях.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Реконструкция Воткинской ГЭС с установкой двух фазоповоротных трансформаторов 220 кВ мощностью 501 МВА каждый.

В соответствии с п.1 решения протокола совместного совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «РусГидро», АО «АТС», Ассоциации «НП Совет рынка» от 06.12.2021 выполнена оценка увеличения перетоков при вводе в работу фазоповоротных трансформаторов на Воткинской ГЭС и оценка экономического эффекта, обусловленного перераспределением нагрузки между электростанциями центральной части ЕЭС России и электростанциями ОЭС Урала и ОЭС Сибири.

Моделирование показало, что учет ввода фазоповоротных трансформаторов на Воткинской ГЭС только на этапе РСВ (без изменения состава оборудования) приводит к росту перетока из ОЭС Урала и ОЭС Сибири в западную часть ЕЭС России на величину до 521 МВт.

Учет ввода фазоповоротных трансформаторов на этапе ВСВГО и, соответственно, дополнительное включение оборудования в ОЭС Урала и ОЭС Сибири приводит к увеличению величины выдаваемой мощности электростанций ОЭС Урала и ОЭС Сибири до 876 МВт.

Выполнена предварительная оценка возможного экономического эффекта исходя из предположения, что дополнительная загрузка на электростанциях ОЭС Урала и ОЭС Сибири будет осуществлена на электростанциях с ценовыми заявками ниже средней по ценовой зоне и при наличии на этих электростанциях в течение длительного времени оборудования, находящегося в холодном резерве.

По итогам предварительной оценки возможного экономического эффекта определено, что суммарный экономический эффект от ввода фазоповоротных трансформаторов на Воткинской ГЭС будет находиться в диапазоне от 227 млн руб. до 1359 млн руб. в год. Экономический эффект обусловлен возможностью перераспределения выработки между электростанциями – увеличение выработки электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Урала и разгрузка электростанций ОЭС Средней Волги, Юга или Центра.

Устанавливаемые фазоповоротные трансформаторы на Воткинской ГЭС обеспечивают:

- минимизацию влияния шунтирующей сети 220 кВ энергосистемы Удмуртской Республики;
 - возможность загрузки ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС – Удмуртская до длительно допустимых значений;
 - увеличение выдаваемой мощности электростанций ОЭС Урала и ОЭС Сибири;
 - увеличение диапазона для оптимизации загрузки электростанций на этапе ВСВГО и РСВ;
 - минимизацию ограничений схемы выдачи мощности Воткинской ГЭС.
- Организация, ответственная за реализацию мероприятия – ПАО «РусГидро».
Необходимый срок реализации мероприятия – 2025 год.
Ориентировочный срок окупаемости мероприятия – 1–2 года.

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 13 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Пермского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Пермского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	ПАО «Уралкалий» (расширение производства)	ПАО «Уралкалий»	0,0	116,1	110	2023	ПС 220 кВ Бумажная
2	АО «Верхнекамская Калийная Компания» (расширение производства)	АО «ВКК»	0,0	103,0	220	2023	ПС 500 кВ Северная Яйвинская ГРЭС
Более 50 МВт							
3	ПАО «Уралкалий» (расширение производства)	ПАО «Уралкалий»	0,0	58,5	110	2025	ПС 220 кВ Титан, ПС 110 кВ Соликамск
Более 10 МВт							
4	АО «УК «ОЭЗ Пермь» (электроснабжение новых резидентов)	АО «УК «ОЭЗ Пермь»	0,0	43,8	10	2025	ПС 110 кВ Гамова
5	Цементный завод (расширение производства)	ООО «Горнозаводскцемент»	0,0	37,5	110	2023	ПС 220 кВ Цемент
6	Центр обработки данных на Пермской ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	0,0	17,0	6	2024	ПС 220 кВ Искра
7	ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Ярино- тяговая)	ОАО «РЖД»	0,0	12,8	110	2024	ПС 220 кВ Искра

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края на период 2024–2029 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	23693	24606	25300	25922	26561	27129	27814
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	913	694	622	639	568	685
Годовой темп прироста, %	–	3,85	2,82	2,46	2,47	2,14	2,52

Потребление электрической энергии по энергосистеме Пермского края прогнозируется на уровне 27814 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,60 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 913 млн кВт·ч или 3,85 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2028 году и составит 568 млн кВт·ч или 2,14 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 13.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 8.



Рисунок 8 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края обусловлена следующими основными факторами:

- развитием действующих промышленных потребителей, наибольший прирост ожидается в металлургическом, химическом производствах и в производстве строительных материалов;
- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта;
- увеличением объемов жилищного строительства и ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3539	3683	3832	3880	3910	3936	4000
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	144	149	48	30	26	64
Годовой темп прироста, %	–	4,07	4,05	1,25	0,77	0,66	1,63
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6695	6681	6602	6681	6793	6893	6954

Максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края к 2029 году прогнозируется на уровне 4000 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,52 %.

Наибольший годовой прирост мощности в абсолютном выражении прогнозируется в 2025 году и составит 149 МВт, в процентном выражении наибольший годовой прирост прогнозируется в 2024 году и составит 4,07 %, в основном за счет расширения производства ПАО «Уралкалий»; наименьший прирост мощности составит 26 МВт или 0,66 % в 2028 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6954 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 9.



Рисунок 9 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края в период 2024–2029 годов составляют 110 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Пермского края в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Пермского края	–	–	–	–	–	110,0	–	110,0
ТЭС	–	–	–	–	–	110,0	–	110,0

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края в 2023 году ожидаются в объеме 124,9 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 105 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Пермского края в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Пермского края	124,9	–	–	–	–	105,0	–	105,0
ТЭС	124,9	–	–	–	–	105,0	–	105,0

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Пермского края в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в 2023 году предусматривается в объеме 30 МВт; в период 2024–2029 годов – 65 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Пермского края в 2029 году составит 7891,4 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Пермского края не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Пермского края представлена в таблице 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Пермского края представлена на рисунке 10.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Пермского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Пермского края	7831,4	7836,4	7836,4	7881,4	7896,4	7891,4	7891,4
ГЭС	1690,8	1695,8	1695,8	1710,8	1725,8	1725,8	1725,8
ТЭС	6140,6	6140,6	6140,6	6170,6	6170,6	6165,6	6165,6

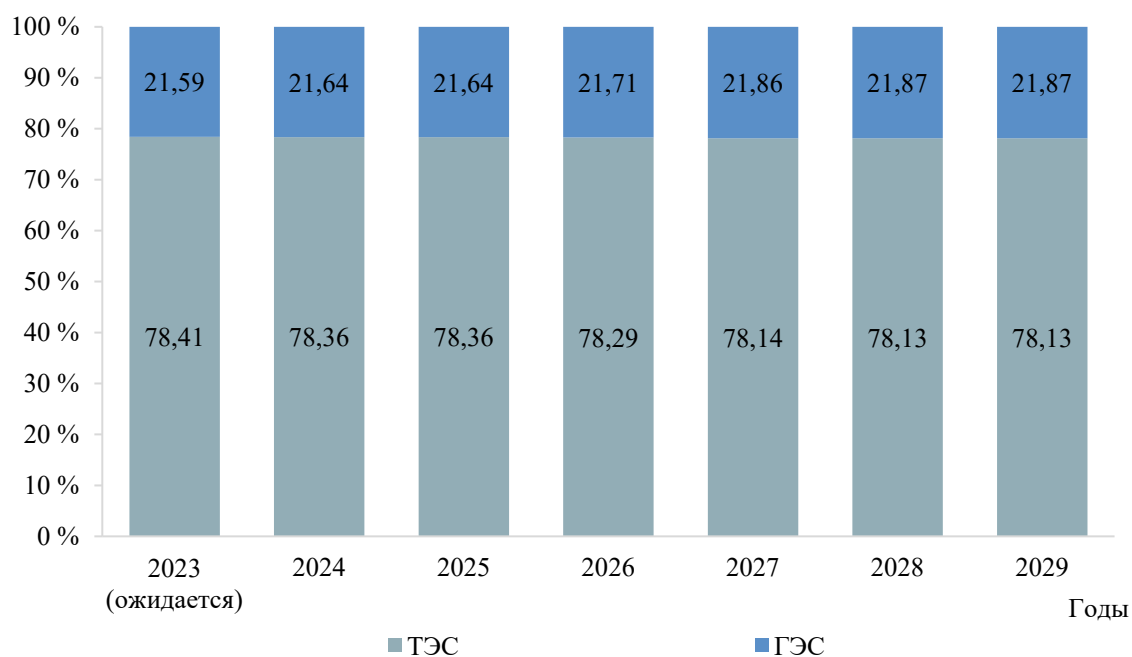


Рисунок 10 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Пермского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Пермского края с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Пермского края не требуются.

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Пермского края

В таблице 19 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Пермского края.

Таблица 19 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Пермского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 110 кВ Скальная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Карьер»	АО «Карьер»	–	12,0
2	Строительство ПС 110 кВ Ярино-тяговая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	12,8
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Дивья – Кухтым с отпайками, ВЛ 110 кВ Дивья – Искра с отпайками до ПС 110 кВ Ярино-тяговая ориентировочной протяженностью 0,28 км каждая	ПАО «Россети Урал»	110	км	–	2×0,28	–	–	–	–	–	0,56				
3	Реконструкция ПС 110 кВ Краснова с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Транспортная энергетическая компания»	ООО «Транспортная энергетическая компания»	2,2	6,3
4	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Ирень – Бизяр левая с отпайками, ВЛ 110 кВ Ирень – Бизяр правая с отпайками до ПС 110 кВ Кукуштан ориентировочной протяженностью 0,3 км каждая	ПАО «Россети Урал»	110	км	2×0,3	–	–	–	–	–	–	0,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «УралОйл»	ООО «УралОйл»	–	1,86
	Демонтаж отпайки от ВЛ 110 кВ Ирень – Бизяр левая с отпайками до ПС 110 кВ Кукуштан	ООО «УралОйл»	–	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
5	Реконструкция ПС 110 кВ Зюкай с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×26	–	–	–	–	–	–	52	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
6	Строительство ПС 110 кВ Новая с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Уралкалий»	110	МВА	2×40 2×63	–	–	–	–	–	–	206	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Уралкалий»	ПАО «Уралкалий»	–	116,08
	Строительство двух КВЛ 110 кВ Бумажная – Новая ориентировочной протяженностью 11,49 км каждая	ПАО «Уралкалий»	110	км	2×11,49	–	–	–	–	–	–	22,98				
7	Строительство ПС 110 кВ Горнозаводскцемент с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Горнозаводскцемент»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Горнозаводскцемент»	ООО «Горнозаводскцемент»	–	37,5
	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Цемент – Горнозаводскцемент ориентировочной протяженностью 4 км каждая	ООО «Горнозаводскцемент»	110	км	–	–	2×4	–	–	–	–	8				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
8	Строительство ПС 110 кВ Южный рудник с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Уралкалий»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Уралкалий»	ПАО «Уралкалий»	–	58,475
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Титан – Соликамск I, II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Южный рудник ориентировочной протяженностью 1,8 км каждая	ПАО «Россети Урал»	110	км	–	2×1,8	–	–	–	–	–	3,6				
9	Реконструкция ПС 110 кВ Гамово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Управляющая компания «ОЭЗ Пермь»	АО «Управляющая компания «ОЭЗ Пермь»	–	43,8
10	Строительство ПС 220 кВ ГПП Урал с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Верхне-камская калийная компания»	220	МВА	2×63 2×40	–	–	–	–	–	–	206	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Верхнекамская калийная компания»	АО «Верхне-камская калийная компания»	–	103
	Строительство заходов КВЛ Северная – КамаКалий на ПС 220 кВ ГПП Урал ориентировочной протяженностью 10,1 км каждый	АО «Верхне-камская калийная компания»	220	км	2×10,1	–	–	–	–	–	–	20,2				

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция Воткинской ГЭС с установкой двух фазоповоротных трансформаторов 220 кВ мощностью 501 МВА каждый	ПАО «РусГидро»	220	МВА	–	–	2×501	–	–	–	–	1002	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 35 кВ Култаево с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-9 – Малиновская ПС 110 кВ Култаево ориентировочной протяженностью 8 км		110	км	8	–	–	–	–	–	–	8	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети Пермского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Урал» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Урал» на 2021–2025 годы. Материалы размещены 18.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго от 24.11.2022 № 26@ инвестиционной программы ПАО «Россети Урал» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Урал», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2020 № 20@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Пермского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Пермского края осуществляют свою деятельность 30 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Урал» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 83 % в суммарной НВВ сетевых организаций Пермского края).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Пермского края на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

- информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов³, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

³ Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Пермского края от 29.11.2022 № 39-э.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы⁴, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)

⁴ Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Пермского края от 29.11.2022 № 40-э (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Пермского края, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации⁵.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Пермского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Пермского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Пермском крае, принимаемого на основании одобренного

⁵ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Пермского края по тарифному решению	2 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	6,0 %	5,1 %	3,0 %	1,7 %	0,7 %	0,0 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

- объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

- объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при

определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Пермского края представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Пермского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	3160	3218	3415	3134	2694	2694
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	143	150	157	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	4174	3444	4499	3989	3037	3037

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Пермского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 25 и на рисунке 11.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 25 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Пермского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	27,3	28,9	30,4	31,7	33,0	34,1
НВВ	млрд руб.	28,7	30,2	31,6	32,6	33,0	33,8
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,4	1,2	1,2	0,8	0,1	-0,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9
Среднегодовой темп роста	%	–	101	102	103	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9
Среднегодовой темп роста	%	–	100	102	102	101	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,08	0,07	0,07	0,05	0,005	-0,02

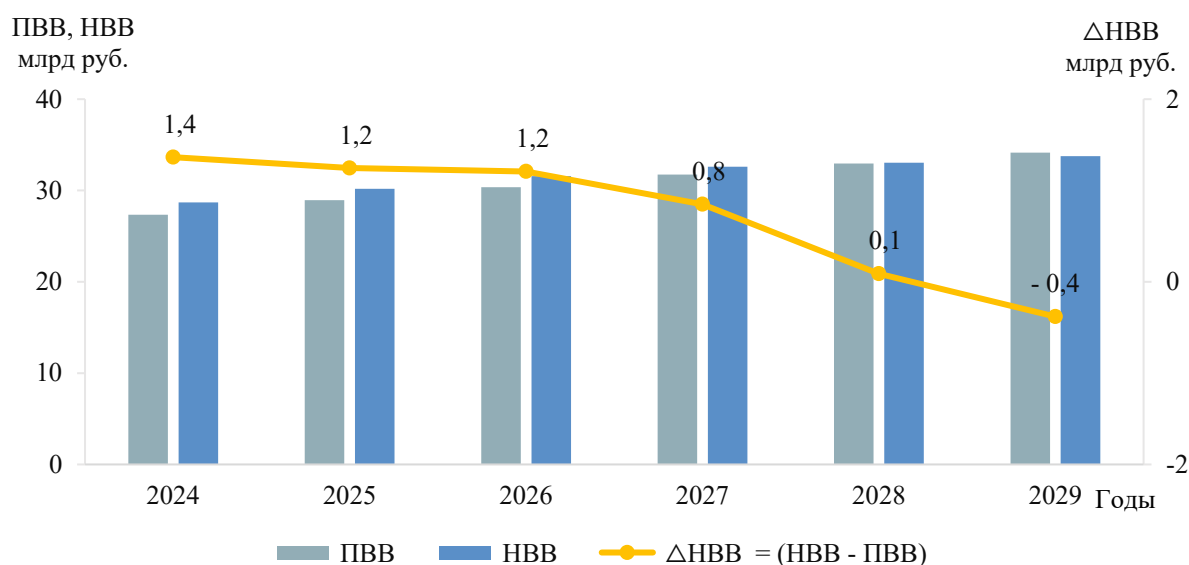


Рисунок 11 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Пермского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 25, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Пермского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Пермского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности была выявлена недостаточность выручки в период 2024–2026 годы в сценарии 1 и на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 2,4 и 3,5 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 12.

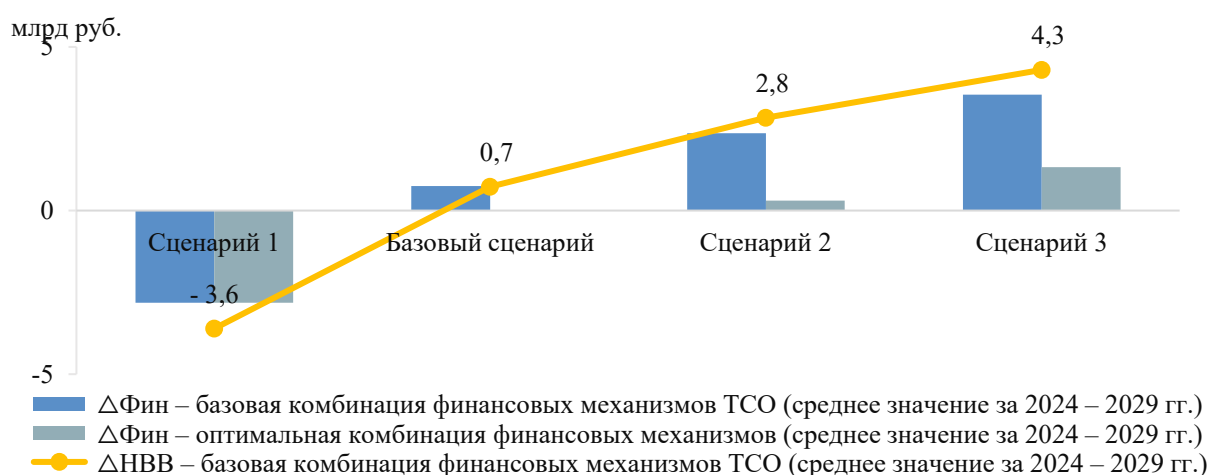


Рисунок 12 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Пермского края

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	8 %	8 %	8 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	23 %	78 %	84 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 12, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии за счет изменения финансовых механизмов (таблица 26). В сценарии 2 и наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Пермского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Пермского края в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;
- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Пермского края оценивается в 2029 году в объеме 27814 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,60 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края к 2029 году прогнозируется на уровне 4000 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,52 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Пермского края в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6602–6954 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края в период 2024–2029 годов составляют 110 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края в 2023 году ожидаются в объеме 124,9 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 105 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Пермского края в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в 2023 году предусматривается в объеме 30 МВт; в период 2024–2029 годов – 65 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Пермского края в 2029 году составит 7891,4 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Пермского края в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Пермского края.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 63,9 км, трансформаторной мощности 949 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Пермского края														
Воткинская ГЭС	ПАО «РусГидро»			—										
		1	ПЛ30/5059-В-930		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0		
		2	ПЛ-661-ВБ-930 (ПЛ30/5059-В-930)		110,0	110,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	Модернизация в 2024 г.	
		3	ПЛ30/5059-В-930		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0		
		4	ПЛ30/5059-В-930		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0		
		5	ПЛ30/5059-В-930		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0		
		6	ПЛ-661-ВБ-930 (ПЛ30/5059-В-930)		100,0	100,0	100,0	100,0	115,0	115,0	115,0	115,0	Модернизация в 2026 г.	
		7	ПЛ30/5059-В-930		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0		
		8	ПЛ30/5059-В-930		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0		
		9	ПЛ-661-ВБ-930 (ПЛ30/5059-В-930)		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	115,0	115,0	115,0	Модернизация в 2027 г.	
		10	ПЛ-661-ВБ-930 (ПЛ30/5059-В-930)		100,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	Перемаркировка 31.05.2023	
Установленная мощность, всего		—	—		1100,0	1115,0	1120,0	1120,0	1135,0	1150,0	1150,0	1150,0		
Камская ГЭС	ПАО «РусГидро»			—										
		1	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		2	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		3	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		4	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		5	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		6	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		7	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		8	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		9	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		10	ПЛИ20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		11	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		12	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		13	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		14	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		15	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		16	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		17	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		18	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		19	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		20	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		21	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		22	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		23	ПЛИ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Установленная мощность, всего		—	—		552,0	552,0	552,0	552,0	552,0	552,0	552,0	552,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Широковская ГЭС-7	ПАО «Т Плюс»			–									
		1	Ф-123-ВМ-275		11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	
		2	Ф-123-ВМ-275		11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	
Установленная мощность, всего		–	–		23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	
Яйвинская ГРЭС	ПАО «Юнипро»			Газ, уголь									
		1	К-160-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		2	К-160-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		3	К-160-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		4	К-160-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		5	ПГУ-450		448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	448,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1048,0	1048,0	1048,0	1048,0	1048,0	1048,0	1048,0	1048,0	
Пермская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		1	К-820-240-5		820,0	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0	850,0	Модернизация в 2023 г.
		2	К-820-240-5		820,0	820,0	820,0	820,0	850,0	850,0	850,0	850,0	Модернизация в 2026 г.
		3	К-820-240-5		820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	
		4	ПГУ-800		903,0	903,0	903,0	903,0	903,0	903,0	903,0	903,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3363,0	3393,0	3393,0	3393,0	3423,0	3423,0	3423,0	3423,0	
Пермская ТЭЦ-9	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут									
		9	Т-100/120-130-2		105,0								Вывод из эксплуатации 01.02.2023
		9	Тп-124-12,8-NG			124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		10	Т-60/66-10,2		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		11	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		ГТУ-12	ГТЭ-160		165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	445,0	464,9	464,9	464,9	464,9	464,9	464,9	464,9	
Пермская ТЭЦ-14	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0			Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		2	Т-35/55-1,6		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		3	Р-50-130-1		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		5	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0			Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		–	ПГУ-105								105,0	105,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	325,0	325,0	
Закамская ТЭЦ-5	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут, уголь кузнецкий									
		1	ПТ-23,6-2,9/1,0		23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	
Пермская ТЭЦ-6	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут									
		6, 7, 8	ПГУ		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
Пермская ТЭЦ-13	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут									
		2	Р-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ГТЭС-16ПА		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
Березниковская ТЭЦ-2	ПАО «Т Плюс»			Мазут, газ природный, газ попутный									
		3	ПТ-30/35-3,4-1,0		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		4	Р-12-3,4-0,1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Березниковская ТЭЦ-4	АО «Березниковский содовый завод»			Газ, мазут									
		1	P-5,8-56/17		5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	
		3	P-3,9-56/17		3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	
		7	P-2,1-56/17		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	
Чайковская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут, уголь кузнецкий, коксующийся уголь									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-130/22		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	P-50-130-1		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	T-30/50-1,28		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
ТЭЦ ООО «Лысьва-теплоэнерго»	АО «ЛЗЭП», ООО «ЭНКОМ»			Газ, мазут									
		1	P-6-35/3М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/3М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПТ-12-3,4/0,6-0,01		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Соликамская ТЭЦ	ООО «Соликамская ТЭЦ»			Газ, мазут									
		2	P-5,7-2,7/1,0		5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	
		3	ПР-12-90/15/7м		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	K-17-1,6		17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	
		5	ТР-60-90/1,6		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПР-25-90/10/0,9У		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		7	ПР-25-90/10/0,9У		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	144,7	
ГТЭС БКПРУ-4 ПАО «Уралкалий»	ПАО «Уралкалий»			Газ									
		1	SGT 400		12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	
		2	SGT 400		12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	
		4	SGT 400		12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	
		3	SGT 400		12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	
ГТУ-ТЭЦ СКРУ-1 ПАО «Уралкалий»	ПАО «Уралкалий»			Газ									
		1	ГТЭС «Урал-6000»		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТЭС «Урал-6000»		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭС ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС» (ЭСН ООО «ЛУКОЙЛ-Промнефтеоргсинтез»)	ООО «ЛУКОЙЛ-Промнефтеоргсинтез»			Газ									
		1	ГТЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	ГТЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ГТЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	ГТЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5	ГТЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		6	ГТЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		7	ГТЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		8	ГТЭС-25ПА		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ГТЭС Сибур-Химпром	АО «Сибурэнергоменеджмент»			Газ									
		1	«Урал 6000»		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	«Урал 6000»		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	«Урал 6000»		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ГТЭС «Ильичевская»	ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»			Попутный нефтяной газ									
		1	ГТЭС «Урал-4000»		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	ГТЭС «Урал-4000»		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	ГТЭС «Урал-4000»		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	ГТЭС «Урал-4000»		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
«Чашкинская ГТЭС»	ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»			Газ									
		1	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Пермского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Пермского края	Пермский край	Реконструкция Воткинской ГЭС с установкой двух фазоворотных трансформаторов 220 кВ мощностью 501 МВА каждый	ПАО «РусГидро»	220	МВА	–	–	2×501	–	–	–	–	1002	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	–	–
2	Пермского края	Пермский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	355,97	339,5

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
3	Пермского края	Пермский край	Реконструкция ПС 35 кВ Култаево с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.	540,23	540,23
4	Пермского края	Пермский край	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-9 – Малиновская ПС 110 кВ Култаево ориентировочной протяженностью 8 км	ОАО «МРСК Урала»	110	км	8	–	–	–	–	–	–	8	–	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности		

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.