

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

ПЕРМСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Пермского края.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	12
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 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	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, направленные на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	19
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	20
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	20
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	20
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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	25
2.4	Результаты оценки увеличения пропускной способности электрической сети в направлении из ОЭС Урала в западную часть ЕЭС России и экономический эффект для энергосистемы при вводе в работу фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС	25
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	27
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Пермского края и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	27
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	29
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	30
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	31
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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.....	34
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	37
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	39
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	40
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	41
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	42
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	43

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	44
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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.....	48

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АПАХ	–	автоматика предотвращения асинхронного хода
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	–	график временного отключения потребления
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДЗ	–	дистанционная защита
ДЗШ	–	дифференциальная защита шин
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МФТО	–	междуфазная токовая отсечка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
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
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СШ	–	система (сборных) шин
Т	–	трансформатор
ТЗНП	–	токовая защита нулевой последовательности
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия

ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УРОВ	–	устройство резервирования при отказе выключателя
ШСВ; МШВ	–	шиносоединительный выключатель
$S_{\text{длн}}$	–	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 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 с выделением данных по Пермскому краю на каждый год перспективного периода (2023–2028 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 2028 года.

В материалах сформированы предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Пермского края на период до 2028 года, включающие:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

- перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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 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 ЕНЭС на территории Пермского края;
- филиал ОАО «МРСК Урала» – «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 энергосистемы Пермского края

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 2021 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»	263
ОАО «РЖД»	225
ООО «Лукойл-Пермь»	179
ООО «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез»	173
АО «Соликамскбумпром»	167
ООО «АВИСМА»	155
Электростанции филиала «Пермский» ПАО «Т Плюс»	108
Более 50 МВт	
АО «Транснефть-Прикамье»	66

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «КАМА»	63 ¹⁾
ОАО «Соликамский магниевый завод»	58
АО «Сибур-Химпром»	57
Филиал «Азот» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в г. Березники	56
ООО «ЕвроХим-УКК»	55
АО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация» (Пермская ГРЭС)	54
Более 10 МВт	
ООО «Энергосбыт-ПМК»	47 ¹⁾
ПАО «Юнипро» филиал Яйвинская ГРЭС	42
АО «Метафракс Кемикалс»	41
ПАО «Горнозаводскцемент»	39
ООО «Головановская энергетическая компания»	36 ¹⁾
АО «Березниковский содовый завод»	21
ООО «Новогор-Прикамья»	19
АО «Уралоргсинтез»	17
Филиал «ПМУ» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в городе Перми	15
ПАО «РусГидро» (Воткинская и Камская ГЭС)	14

Примечание – ¹⁾ Приведено по данным СиПР Пермского края на 2023–2027 годы [1].

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Пермского края на 01.01.2022 составила 7797,5 МВт, в том числе: ГЭС – 1660,8 МВт, ТЭС – 6136,7 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	7792,5	–	–	+5,0	–	7797,5
ГЭС	1655,8	–	–	+5,0	–	1660,8
ТЭС	6136,7	–	–	–	–	6136,7

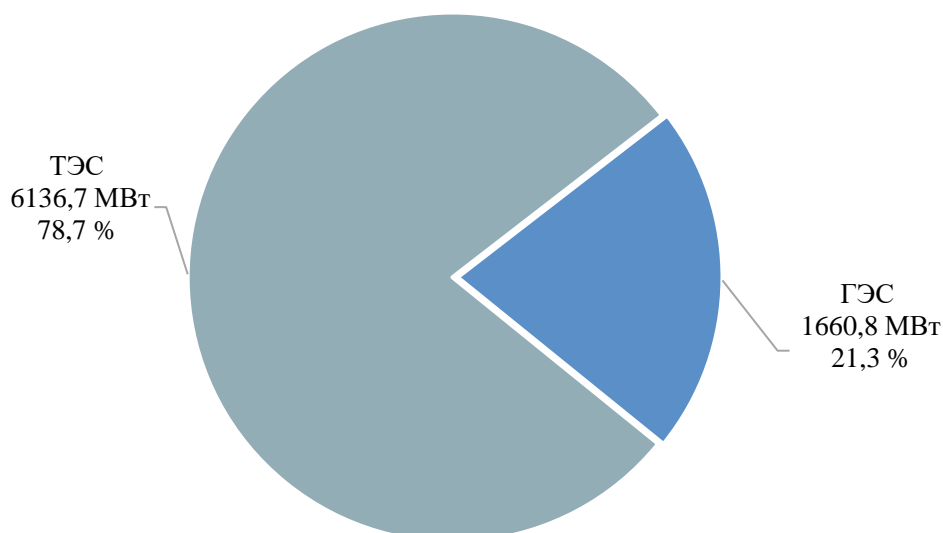


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Пермского края по состоянию на 01.01.2022

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	24236	24439	23913	22397	23287
Годовой темп прироста, %	2,88	0,84	-2,15	-6,34	3,97
Максимум потребления мощности, МВт	3617	3526	3454	3263	3438
Годовой темп прироста, %	-2,64	-2,52	-2,04	-5,53	5,36
Число часов использования максимума потребления мощности	6701	6931	6923	6864	6773
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	09.01 16:00	22.01 11:00	04.02 09:00	21.12 16:00	11.02 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-33	-16,3	-24,8	-11,7	-26

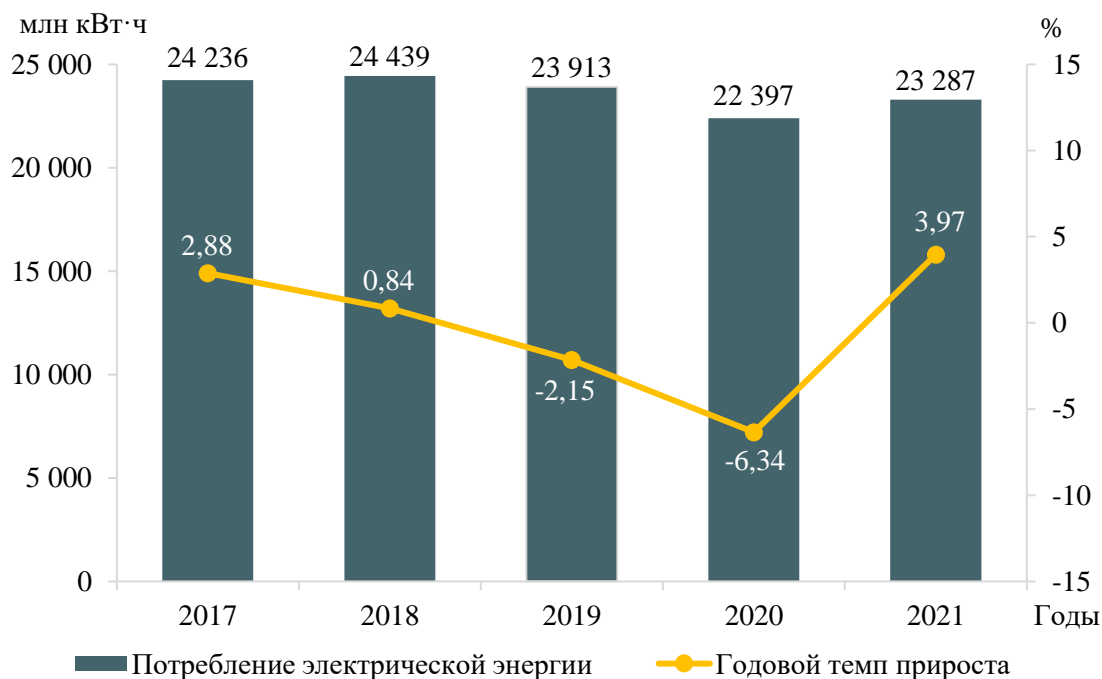


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

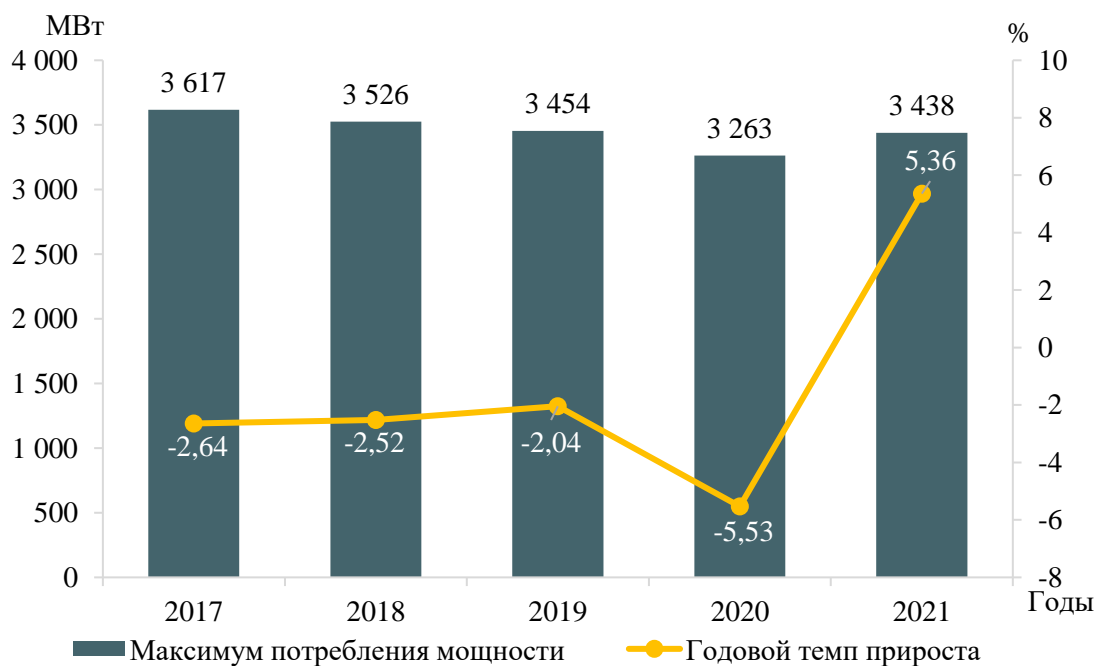


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Пермского края снизилось на 270 млн кВт·ч и составило в 2021 году 23287 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,23 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,97 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -6,34 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края снизился на 277 МВт и составил 3438 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -1,54 %.

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:

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- снижением потребления в металлургическом производстве, в том числе на ООО «АВИСМА»;
- увеличением потребления в химическом производстве, в том числе на предприятии ООО «Еврохим-УКК»;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

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	500 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Соболи I, II цепи с отпайкой на ПС Искра с образованием ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Соболи I, II цепи и ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Искра I, II цепи	ПАО «Россети»	2017	1×5,8 км 1×5,6 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Субботники от ВЛ 110 кВ Верещагино – Кузьма с отпайкой на ПС Бородулино	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	2018	7,22 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Субботники от ВЛ 110 кВ Зюкай – Кузьма с отпайкой на ПС Бородулино	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	2018	7,22 км
4	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Северная – Строгановская I цепь	ПАО «Уралкалий»	2018	18,73 км
5	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
6	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 двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Соликамск – Союз с отпайками и ВЛ 110 кВ Яйвинская ГРЭС – Союз с отпайками	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	2020	1,47 км
7	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	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	2020	1,47 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	500 кВ	Ввод 2АТ 500/220 кВ, 4Т-2, 4Т-3 500 кВ на Пермской ГРЭС	АО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация»	2017	501 МВА 2×400 МВА
2	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Кыласово	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	2018	2×6,3 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Субботники	ОАО «РЖД»	2018	2×16 МВА
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Строгановская	ПАО «Уралкалий»	2018	2×125 МВА
5	500 кВ	Замена автотрансформатора на Воткинская ГЭС	ПАО «РусГидро»	2018	501 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Солдаты	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»	2019	2×16 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Чашкино (Новая)	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»	2019	2×10 МВА
8	500 кВ	Замена автотрансформатора на Воткинская ГЭС	ПАО «РусГидро»	2019	501 МВА
9	110 кВ	Строительство ПП 110 кВ Союз	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	2020	–
10	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Юрчук	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	2021	2×6,3 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на Воткинская ГЭС	ПАО «РусГидро»	2021	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 энергосистемы Пермского края отсутствуют энергоузлы (энергорайоны), в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима.

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2].

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
2017	20.12.2017	-10,1
	21.06.2017	16,7
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

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], 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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»

По данным филиала ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 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 загрузка нагрузочных 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 _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{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
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Технологическая	110	Т-1	ТДТН-25000/110	115	25	1999	94,64	9,30	9,15	9,15	7,05	8,76	5,39	6,67	6,48	4,57	6,86	0
		10			11	25			3,20	3,23	3,18	0,89	1,96	1,34	2,78	2,62	0,81	0,79	
		6			6,6	25			6,09	5,91	5,97	6,16	6,80	4,05	3,89	3,85	3,76	6,07	
		110	Т-2	ТДТН-25000/110	115	25	2000	91,18	6,24	5,14	5,33	7,05	6,10	4,73	3,43	4,00	5,14	5,33	
		10			11	25			1,56	1,21	1,28	3,38	2,50	1,67	0,81	0,39	2,80	2,48	
		6			6,6	25			4,68	3,93	4,05	3,67	3,60	3,07	2,62	3,61	2,34	2,85	
2	ПС 110 кВ Правобережная	110	Т-1	ТДТН-16000/110	115	16	2000	92,37	3,47	4,40	0,83	5,47	6,08	1,87	1,99	2,37	3,82	4,15	0
		35			38,5	16			0,52	0,13	0,70	3,76	4,08	0,64	0,39	0,06	2,19	2,20	
		10			11	16			2,96	4,27	0,13	1,71	2,00	1,23	1,60	2,31	1,62	1,95	
		110	Т-2	ТДТН-16000/110	115	16	1990	93,24	6,56	6,42	15,96	5,70	4,06	2,80	3,80	5,24	2,00	2,01	
		35			38,5	16			0,64	1,25	12,69	0,44	0,44	0,32	0,45	1,76	0,38	0,31	
		10			11	16			5,91	5,16	3,27	5,26	3,62	2,49	3,35	3,48	1,62	1,69	

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	1999	94,64	1,2	1,2	1,15	1,07	1,01	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	2000	91,18	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Правобережная	Т-1	ТДТН-16000/110	2000	92,37	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110	1990	93,24	1,2	1,2	1,15	1,07	1,01	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Технологическая	2021	15,54	ПС 110 кВ Технологическая	ТСЖ «Героев Хасана 32»	8400009812	15.11.2017	2022	0,221	0,156	0,4	0,0065	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29	16,29
				ПС 110 кВ Технологическая	Лазуков Константин Валерьевич (серия 57 05 номер 678245)	8400010587	29.08.2018	2022	0,2	0,25	0,4	0						
				ПС 110 кВ Технологическая	Церковь «Сурб Григор Лусаворич» в г. Перми	8400013034	18.08.2021	2022	0,49	0,14	6	0,035						
				ПС 110 кВ Технологическая	ООО СЗ «Стройактив»	8400011700	21.01.2020	2022	1,578	0	0,4	0,631						
2	ПС 110 кВ Правобережная	2019	11,17	ПС 110 кВ Правобережная	АО «Акционерное общество «Корпорация развития Пермского края»	4000010847	04.12.2019	2022	0,588	0	0,4	0,059	13,00	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33

№ 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	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Правобережная	АО «Акционерное общество «Корпорация развития Пермского края»	8400011396	06.09.2019	2024	0,745	0	0,4	0,298						
				ПС 110 кВ Правобережная	АО «Акционерное общество «Корпорация развития Пермского края»	8400008288	02.03.2016	2023	2,165	0	0,4	0,866						
				ПС 110 кВ Правобережная	АО «Акционерное общество «Корпорация развития Пермского края»	8400008286	24.02.2016	2023	1,799	0	0,4	0,720						

ПС 110 кВ Технологическая.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 15,54 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 50 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-10,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для Пермско-Закамского энергорайона) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,49 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,75 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 16,29 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 52 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{срм}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2].

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 15,54 + 0,75 + 0 - 0 = 16,29 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного, замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА не требуется, предложение филиала ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго» по реконструкции ПС 110 кВ Технологическая (замена силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА) не обосновывается.

ПС 110 кВ Правобережная.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 16,79 МВА. В связи с отклонениями от нормальной схемы сети 35 кВ, зимний контрольный замер 2019 года не учитывается. Принятая к анализу максимальная

нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 11,17 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 58 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-8,9^{\circ}\text{C}$ (для Березниковско-Соликамского энергорайона) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,1945.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,3 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,16 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 13,33 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 70 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,17 + 2,16 + 0 - 0 = 13,33 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного, замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА не требуется, предложение филиала ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго» по реконструкции ПС 110 кВ Правобережная (замена силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА) не обосновывается.

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

Предложения сетевых организаций Пермского края по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Филиалом ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго» предоставлены фактические данные по недоотпуску электрической энергии за пятилетний ретроспективный период, при этом фактические документально подтвержденные сведения о компенсации ущербов от недоотпуска электрической энергии, обусловленные отключением элементов электрической сети 110 кВ и выше, а также предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

2.3.2.1 Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»

ПС 110 кВ Муллы, ПС 35 кВ Култаево.

В СиПР Пермского края [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Култаево.

На ПС 110 кВ Муллы установлено два трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью Т-1 16 МВА, Т-2 16 МВА:

– Т-1 типа ТДТН-16000/110/35, 1981 года выпуска, с индексом технического состояния 80,93 и типом охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла);

– Т-2 типа ТДТН-16000/110/35, 1978 года выпуска, с индексом технического состояния 64,34 и типом охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Муллы в период 2017–2021 гг. по данным контрольных замеров была зафиксирована в зимний контрольный замер в 2021 году и составила 22,7 МВА.

При аварийном отключении трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Муллы в режиме максимальных нагрузок загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Муллы может составить до 22,7 МВА, что составляет 142 % от $S_{ном} = 16$ МВА, 120 % от $S_{ддн} = 18,86$ МВА

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Для ликвидации превышения $S_{ддн}$ Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Муллы в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в объеме до 3,84 МВт.

На ПС 110 кВ Муллы предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 0,11 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 110 кВ Муллы с учетом перспективного прироста составит $22,7 + 0,11 = 22,81$ МВА.

ПС 35 кВ Култаево подключена к сети 35 кВ, центром питания которой является ПС 110 кВ Муллы. На ПС 35 кВ Култаево установлено два трансформатора напряжением 35/10 кВ мощностью Т-1 6,3 МВА, Т-2 6,3 МВА:

– Т-1 типа ТМН-6300/35, 1988 года выпуска, с индексом технического состояния 65 и типом охлаждения – М (масляное охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла);

– Т-2 типа ТМН-6300/35, 1987 года выпуска, с индексом технического состояния 88,16 и типом охлаждения – М (масляное охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла).

Максимальная нагрузка ПС 35 кВ Култаево по данным контрольных замеров была зафиксирована в зимний день контрольного замера в 2021 году и составила 9,18 МВА.

При аварийном отключении трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 35 кВ Култаево в режиме максимальных нагрузок нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Култаево может составить до 9,18 МВА, что составляет 146 % от $S_{ном} = 6,3$ МВА, 124% от $S_{ддн} = 7,43$ МВА.

На ПС 35 кВ Култаево предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания по сети 10 кВ в объеме 1,9 МВА.

После выполнения СРМ по переводу нагрузки максимальная нагрузка ПС 35 кВ Култаево может составить 7,28 МВА, что превышает $S_{ддн}$.

На ПС 110 кВ Култаево предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 0,65 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 35 кВ Култаево с учетом перспективного прироста составит $9,18 + 0,65 = 9,83$ МВА, что превышает $S_{ддн}$ Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Култаево.

Для ликвидации превышения $S_{ддн}$ Т-2 ПС 35 кВ Култаево в послеаварийном режиме необходимо выполнить отключение нагрузки потребителей в объеме 0,45 МВт.

Для устранения перегрузки в послеаварийных режимах трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Муллы, Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Култаево необходима реконструкция ПС 35 кВ Култаево с установкой одного трансформатора 16 МВА 110/35/6 кВ, строительство одноцепной отпайки ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-9 – Малиновская, выполнение перемычки между ВЛ 35 кВ Муллы – Водозабор-1 с отпайкой на ПС 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.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Северная.

В СиПР Пермского края [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Северная.

На ПС 110 кВ Северная установлено два трансформатора напряжением 110/6 кВ мощностью Т-1 16 МВА, Т-2 16 МВА:

Т-1 типа ТДТН-16000/110/35, 1963 года выпуска, с индексом технического состояния 86,22 и типом охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла);

Т-2 типа ТДН-16000/110/6, 1963 года выпуска, с индексом технического состояния 66,48 и типом охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Северная в период 2017–2021 гг. по данным контрольных замеров была зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года и составила 18,51 МВА.

При аварийном отключении трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Северная в режиме максимальных нагрузок нагрузка оставшегося в работе трансформатора

Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Северная может составить до 18,51 МВА, что составляет 116 % от $S_{ном} = 16$ МВА, 98 % от $S_{ддн} = 18,86$ МВА.

На ПС 110 кВ Северная предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания в объеме 0,3 МВт.

На ПС 110 кВ Северная предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 0,728 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 110 кВ Северная с учетом перспективного прироста составит $18,51 + 0,728 = 19,24$ МВА.

После выполнения СРМ по переводу нагрузки на ПС 110 кВ Голованы максимальная загрузка ПС 110 кВ Северная может составить 18,94 МВА в зимний период. При отключении Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Северная загрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 16 МВА может составить 18,94 МВА.

Для исключения превышения $S_{ддн}$ Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Северная в послеаварийных режимах необходима замена двух трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Северная мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Кривец.

В СиПР Пермского края [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Кривец.

На ПС 110 кВ Кривец установлено два трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью Т-1 10 МВА, Т-2 16 МВА:

– Т-1 типа ТДТН-10000/110/35, 1973 года выпуска, с индексом технического состояния 90,19 и типом охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла);

– Т-2 типа ТДТН-16000/110/35, 1987 года выпуска, с индексом технического состояния 86,65 и типом охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла).

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кривец в период 2017–2021 гг. по данным контрольных замеров была зафиксирована в зимний день контрольного замера в 2017 году и составила 15,90 МВА.

При аварийном отключении трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Кривец в режиме максимальных нагрузок загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Кривец может составить до 15,90 МВА, что составляет 159 % от $S_{ном} = 10$ МВА, 132 % от $S_{ддн} = 12$ МВА.

При аварийном отключении трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Кривец в режиме максимальных нагрузок загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Кривец может составить до 15,90 МВА, что составляет 99 % от $S_{ном} = 16$ МВА, 83 % от $S_{ддн} = 19,2$ МВА.

Для ликвидации превышения $S_{ддн}$ Т-1 ПС 110 кВ Кривец в послеаварийном режиме необходим ввод ГВО в объеме до 3,9 МВт.

На ПС 110 кВ Кривец предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания по сети 35 кВ в объеме 0,2 МВт.

На ПС 110 кВ Кривец предусматривается перспективный прирост нагрузки по выданным ТУ на ТП в объеме 0,017 МВА с учетом коэффициента набора.

Нагрузка ПС 110 кВ Кривец с учетом перспективного прироста составит $15,9 + 0,017 = 15,917$ МВА.

Для исключения превышения $S_{\text{дн}}$ Т-1 ПС 110 кВ Кривец в послеаварийных режимах необходима замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Кривец мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

Строительство двух КЛ 110 кВ Данилиха – Берег.

В СиПР Пермского края [1] рекомендовано выполнить строительство двух КЛ 110 кВ Данилиха – Берег.

ПС 110 кВ Берег подключена отпайкой от двухцепной ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-13 – Долина ц. 1, 2. ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-13 – Долина ц. 1, 2 расположены на общих опорах. Отпайка от двухцепной ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-13 – Долина ц. 1, 2 выполнена в кабельном исполнении, проходит по телу коммунального моста через р. Кама. ПС 110 кВ Берег обеспечивает электроснабжение объектов 1 категории центральной части г. Перми, Федерального центра сердечно-сосудистой хирургии, Пермского краевого перинатального центра.

Планируется проведение реконструкции коммунального моста через реку Кама г. Пермь не позднее 2024–2025 гг., продолжительность работ – 2 года. Реконструкция моста невозможна без отключения отпайки от двухцепной ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-13 – Долина ц. 1, 2 на ПС 110 кВ Берег проходящей по телу коммунального моста. ПС 110 кВ Берег обеспечивает электроснабжение объектов 1 категории центральной части г. Перми, Федерального центра сердечно-сосудистой хирургии, Пермского краевого перинатального центра и других социально значимых объектов. Необходимо предусмотреть мероприятие по строительству двух КЛ 110 кВ Данилиха – Берег, исключающее нарушение электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Берег во время проведения реконструкции коммунального моста.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

Проектирование строительства ПС 110 кВ Короткова (2×16 МВА) с заходами ЛЭП 35–110 кВ.

В СиПР Пермского края [1] рекомендовано выполнить строительство ПС 110 кВ Короткова.

Распределительное устройство 110 кВ Кизеловской ГРЭС-3 выполнено по схеме «две рабочие системы шин». К РУ 110 кВ подключены 5 ВЛ 110 кВ, 3 трансформатора по 40 МВА напряжением 110/35/6 кВ. Генерирующее оборудование Кизеловской ГРЭС-3 выведено из эксплуатации с 01.07.2019 г.

Собственником Кизеловской ГРЭС-3 (индивидуальный предприниматель Гуликян В.А.) письмом № 1/76 от 26.06.2020 направлено заявление в Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ о согласовании вывода из эксплуатации электросетевого оборудования и устройств релейной защиты и автоматики Кизеловской ГРЭС-3 в составе (далее – электросетевое оборудование и устройства РЗА Кизеловской ГРЭС-3): 1 СШ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ШСВ 110 кВ, МВ ВЛ 110 кВ Горная I, МВ ВЛ 110 кВ Горная II, МВ ВЛ 110 кВ Широковская, МВ ВЛ 110 кВ Чусовая, МВ ВЛ 110 кВ Снежная; АПАХ ВЛ 110 кВ Снежная – КГРЭС-3 и

ВЛ 110 кВ Чусовая – КГРЭС-3 (рез.), ДЗШ 110 кВ, УРОВ 110 кВ, защиты ШСВ 110 кВ (ДЗ, МФТО, ТЗНП), устройства синхронизации (колонки, DV, пр.).

По результатам рассмотрения заявления АО «СО ЕЭС» в адрес Минэнерго России направлено заключение о возможности вывода из эксплуатации электросетевого оборудования и устройств РЗА Кизеловской ГРЭС-3, в соответствии с которым вывод из эксплуатации электросетевого оборудования и устройств РЗА Кизеловской ГРЭС-3 приводит к невозможности обеспечения электроснабжения потребителей, присоединенных к РУ 6 кВ и РУ 35 кВ Кизеловской ГРЭС-3 и должен быть приостановлен, а указанные объекты - поддерживаться в рабочем состоянии в период до выполнения мероприятий, направленных на устранение вышеуказанных последствий.

Приказом Минэнерго России от 20.08.2020 № 675 согласован вывод из эксплуатации оборудования и устройств РЗА Кизеловской ГРЭС-3 с 1 января 2026 г., установив, что вывод указанных объектов из эксплуатации приостановлен с 1 января 2024 г. по результатам анализа схемно-режимной ситуации на 2 года.

Одним из возможных вариантов обеспечения электроснабжения потребителей, присоединённых к РУ 6 кВ и РУ 35 кВ Кизеловской ГРЭС-3, в случае вывода из эксплуатации электросетевого оборудования и устройств РЗА Кизеловской ГРЭС-3 может стать выполнение следующих мероприятий:

– сооружение ПС 110 кВ Короткова с трансформаторами 2×16 МВА номинальным напряжением 110/35/6 кВ;

– выполнение шлейфовых заходов на ПС 110 кВ Короткова:

1) ВЛ 110 кВ Чусовая – Кизеловская ГРЭС-3 с отпайками с образованием ВЛ 110 кВ Чусовая – Короткова с отпайками;

2) ВЛ 110 кВ Снежная – Кизеловская ГРЭС-3 с отпайками с образованием ВЛ 110 кВ Снежная – Короткова с отпайками;

3) ВЛ 110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Коксовая с образованием ВЛ 110 кВ Короткова – Коксовая;

4) ВЛ 110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная I цепь с отпайками с образованием ВЛ 110 кВ Горная – Короткова I цепь с отпайками;

5) ВЛ 110 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Горная II цепь с отпайками с образованием ВЛ 110 кВ Горная – Короткова II цепь с отпайками;

6) выполнение шлейфовых заходов ВЛ 35 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Половинка I, II цепь с отпайками в РУ 35 кВ ПС 110 кВ Короткова, перецепка ВЛ 35 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Губаха I, II цепь отпайками от ВЛ 35 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Половинка I, II цепь с образованием ВЛ 35 кВ Губаха – Короткова I, II цепь с отпайками и ВЛ 35 кВ Короткова - Половинка I, II цепь с отпайками;

7) переключение ВЛ 35 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Губаха(т) от ВЛ 35 кВ Кизеловская ГРЭС-3 – Половинка II цепь с образованием отпайки от ВЛ 35 кВ Губаха – Короткова II цепь на ПС 35 кВ Губаха(т).

Целесообразность реализации мероприятий и конкретные технические решения (в т. ч. параметры ЛЭП и оборудования) требуют уточнения по результатам проектной проработки.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго».

Необходимый год реализации мероприятия – 2024 год.

2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

2.4 Результаты оценки увеличения пропускной способности электрической сети в направлении из ОЭС Урала в западную часть ЕЭС России и экономический эффект для энергосистемы при вводе в работу фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС

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 фазоповоротного трансформатора 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 фазоповоротного трансформатора 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 фазоповоротного трансформатора на этапе ВСВГО и, соответственно, дополнительное включение оборудования в ОЭС Урала и ОЭС Сибири приводит к росту перетока в западную часть ЕЭС на величину 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 фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС будет находиться в диапазоне от 227 млн руб. до 1 359 млн руб. в год. Экономический эффект обусловлен возможностью перераспределения выработки между электростанциями – увеличения выработки электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Урала и разгрузки электростанций ОЭС Средней Волги, Юга или Центра.

Устанавливаемый ФПТ на Воткинской ГЭС обеспечивает:

1) минимизацию влияния шунтирующей сети 220 кВ энергосистемы Удмуртской Республики.

2) возможность загрузки ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС – Удмуртская до длительно допустимых значений.

3) увеличение выдаваемой мощности электростанций ОЭС Урала.

4) минимизацию ограничений схемы выдачи мощности Воткинской ГЭС.

Организация, ответственная за реализацию проекта – ПАО «РусГидро».

Срок реализации мероприятий – 2025 год.

Ориентировочный срок окупаемости проекта – 1–2 года.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Пермского края и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Пермского края до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 10 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Пермского края.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ 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	Увеличение производственной мощности ПАО «Уралкалий» (ПС 110 кВ Новая)	ПАО «Уралкалий»	0,0	116,1	110	2023	ПС 220 кВ Бумажная
Более 50 МВт							
2	Увеличение производственной мощности ПАО «Уралкалий» (ПС 110 кВ «Южный рудник»)	ПАО «Уралкалий»	0,0	58,5	110	2025	ПС 220 кВ Титан, ПС 110 кВ Соликамск
Более 10 МВт							
3	Цементный завод (ПС 110 кВ Горнозаводскцемент)	ООО «Горнозаводскцемент»	0,0	37,5	110	2024	ПС 220 кВ Цемент
4	ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Ярино-тяговая)	ОАО «РЖД»	0,0	12,8	110	2023	ПС 220 кВ Искра
5	АО «Карьер» (ПС 110 кВ Скальная)	АО «Карьер»	0,0	12,0	110	2023	ПС 110 кВ Скальная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края на период 2023–2028 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	24040	25334	25721	25869	25939	26153
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1294	387	148	70	214
Годовой темп прироста, %	–	5,38	1,53	0,58	0,27	0,83

Потребление электрической энергии по энергосистеме Пермского края прогнозируется на уровне 26153 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,67 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 1294 млн кВт·ч или 5,38 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 70 млн кВт·ч или 0,27 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 10.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края представлено на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3539	3716	3768	3782	3792	3813
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	177	52	14	10	21
Годовой темп прироста, %	–	5,00	1,40	0,37	0,26	0,55
Число часов использования максимума потребления мощности	6793	6818	6826	6840	6840	6859

Максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края к 2028 году прогнозируется на уровне 3813 МВт Среднегодовой темп прироста составит 1,49 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 177 МВт или 5,00 % в основном за счет реализации проекта по строительству нового цементного завода ООО «Горнозаводскцемент», новых мощностей АО «Редуктор-ПМ»; увеличения потребления существующими крупными потребителями, такими как ООО «ЕвроХим-Усольский калийный комбинат, ООО «АВИСМА», ПАО «Уралкалий»; наименьший – 10 МВт или 0,26 % в 2027 году.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6859 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

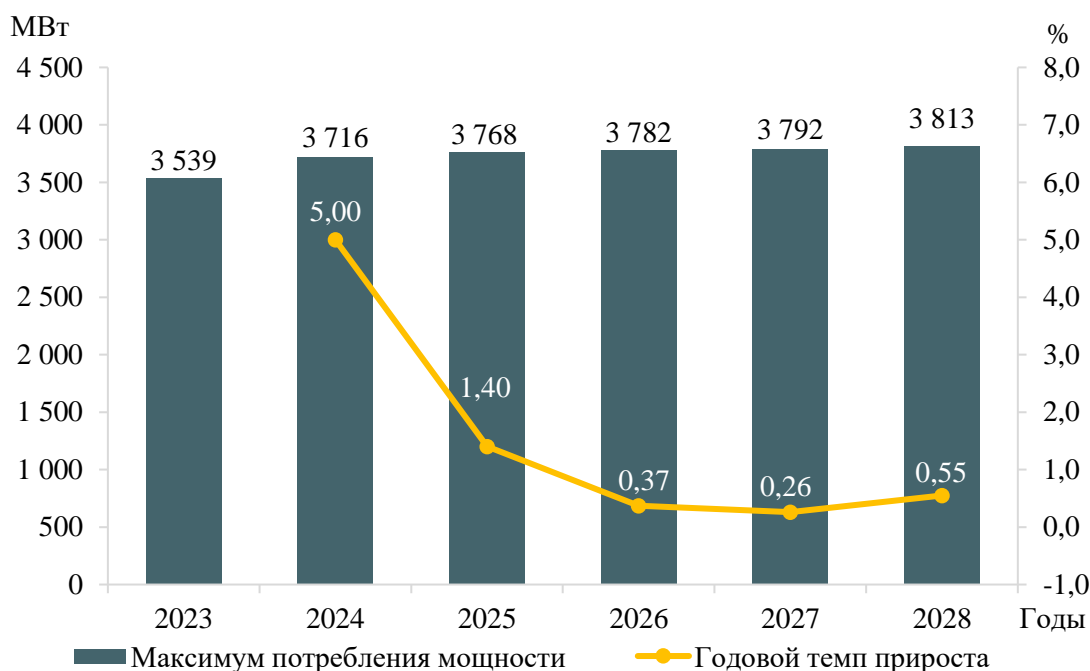


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Пермского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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 2023–2028 годах составляют 110 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Пермского края представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Пермского края	–	–	–	–	–	110	110
ТЭС	–	–	–	–	–	110	110

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 105 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Пермского края в период 2023–2028 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Пермского края	–	–	–	–	–	105	105
ТЭС	–	–	–	–	–	105	105

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Пермского края в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 129,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Пермского края в 2028 году составит 7891,4 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Пермского края не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Пермского края в период 2023–2028 годов представлена в таблице 15. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Пермского края в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Пермского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Пермского края	7816,4	7821,4	7836,4	7881,4	7896,4	7891,4
ГЭС	1675,8	1680,8	1695,8	1710,8	1725,8	1725,8
ТЭС	6140,6	6140,6	6140,6	6170,6	6170,6	6165,6

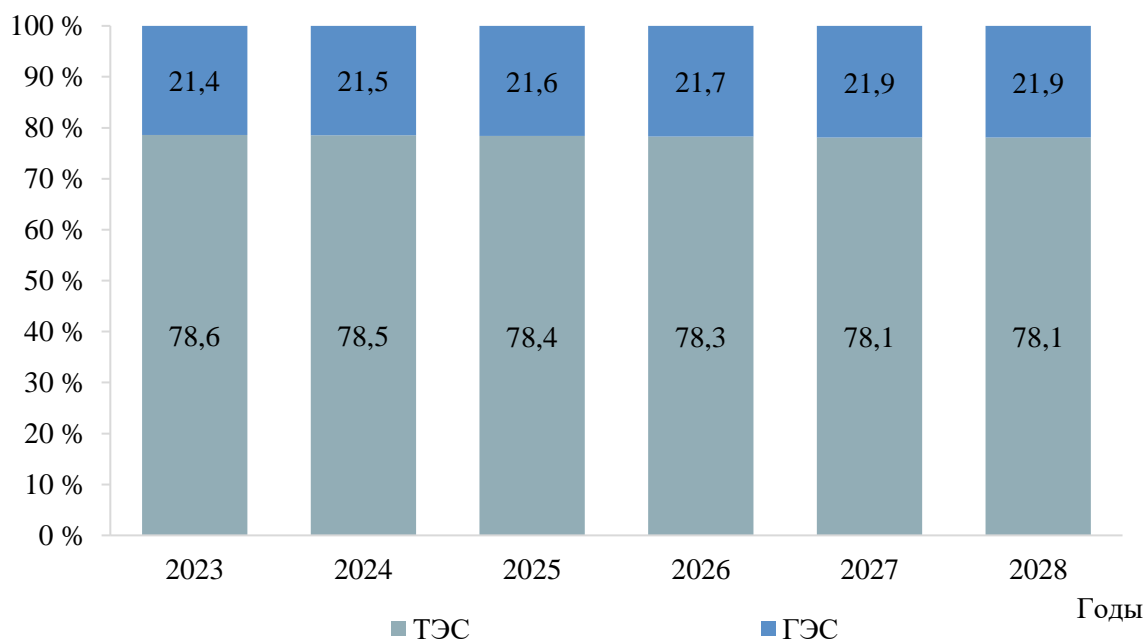


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Пермского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Пермского края с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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 проектов 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 16 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов 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 16 – Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	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	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	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»	0	12,8
	Строительство двухцепной отпайки 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	ОАО «РЖД»	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	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Транспортная энергетическая компания»)	ООО «Транспортная энергетическая компания»	–	6,3
4	Строительство двухцепной отпайки 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. Демонтаж отпайки от ВЛ 110 кВ Ирень – Бизяр левая с отпайками до ПС 110 кВ Кукуштан	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	км	2×0,3	–	–	–	–	–	0,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «УралОйл»)	ООО «УралОйл»	–	1,86
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	Реконструкция ПС 110 кВ Разгуляй с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей («ГКУ Пермского края «Управление капитального строительства Пермского края»)	«ГКУ Пермского края «Управление капитального строительства Пермского края»	–	5,45
7	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	–	–	–	–	–	80 126	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Уралкалий»)	ПАО «Уралкалий»	–	116,08
	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Бумажная – Новая ориентировочной протяженностью 11,49 км	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	км	2×11,49	–	–	–	–	–	22,98				
8	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 двухцепной ЛЭП 110 кВ Цемент – Горнозаводскцемент ориентировочной протяженностью 4 км	ПАО «Россети»	110	км	–	2×4	–	–	–	–	8				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
9	Строительство ПС 110 кВ Комета с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «АВИСМА»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «АВИСМА»)	ООО «АВИСМА»	–	–
	Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Березниковская ТЭЦ-2 – Березниковская ТЭЦ-4 I цепь с отпайкой на ПС Строительная, ВЛ 110 кВ Березниковская ТЭЦ-2 - Березниковская ТЭЦ-4 II цепь с отпайкой на ПС Содовая-1А на ПС 110 кВ Комета ориентировочной протяженностью 0,45 км	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	км	–	–	–	2×0,45	–	–	0,9				
	Строительство двух КВЛ 110 кВ Космос – Комета ориентировочной протяженностью 2,732 км	ООО «АВИСМА»	110	км	–	–	–	2×2,732	–	–	5,464				
10	Строительство ПС 110 кВ Южный рудник 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 двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Титан – Соликамск I, II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Южный рудник ориентировочной протяженностью 1,8 км	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	км	–	2×1,8	–	–	–	–	3,6				

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Строительство двух КЛ 110 кВ Данилиха – Берег ориентировочной протяженностью 4 км каждая	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 35 кВ Култаево с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, установкой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-9 – Малиновская до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Култаево ориентировочной протяженностью 8 км		110	км	8	–	–	–	–	–	8	
4	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	50	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
5	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Кривец с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
6	Строительство ПС 110 кВ Короткова с двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 16 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,5 км	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Кизеловской ГРЭС-3
			110	км	–	6,5	–	–	–	–	6,5	

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

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 проектов 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 ОАО «МРСК Урала» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ОАО «МРСК Урала» 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 ОАО «МРСК Урала» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ОАО «МРСК Урала», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2020 № 20@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– 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 %).

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 проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Пермского края оценивается в 2028 году в объеме 26153 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,67 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Пермского края к 2028 году увеличится и составит 3813 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,49 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году в основном за счет реализации проекта по строительству нового цементного завода ООО «Горнозаводскцемент», увеличения потребления существующего крупного потребителя ПАО «Уралкалий».

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Пермского края в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6793–6859 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Пермского края в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 105 МВт на ТЭЦ.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Пермского края в 2028 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 162,16 км, трансформаторной мощности 702 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от _____ г. № _____ «Об утверждении _____», зарегистрирован М-вом юстиции _____ г., регистрационный № _____. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: __.__.____).

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 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и Программа развития электроэнергетики Пермского края на 2023–2027 годы : утверждены Указом губернатора Пермского края от 29 апреля 2022 г. № 47 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Пермского края на 2023–2027 годы». – Текст : электронный. – URL: <https://permkrai.ru/upload/iblock/e48/ukaz-47-itog.pdf> (дата обращения: 28.09.2022).

4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

5. 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: 27.06.2022).

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	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		
		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	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 21.06.2022
		9	ПЛ-661-ВБ-930 (ПЛ30/5059-В-930)		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	115,0	115,0	Модернизация в 2027 г.
		10	ПЛ-661-ВБ-930 (ПЛ30/5059-В-930)		100,0	100,0	100,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	Модернизация в 2025 г.
Установленная мощность, всего		-	-		1085,0	1100,0	1105,0	1120,0	1135,0	1150,0	1150,0		
Камская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	ПЛ-20-В-500	-	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
		2	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		3	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		4	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		5	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		6	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		7	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		8	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		9	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		10	ПЛ20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		11	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		12	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		13	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		14	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		15	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		16	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		17	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		18	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		19	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		20	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		21	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		22	ПЛ-20-В-500		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		23	ПЛ-20-В-500		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		
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		
		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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
Яйвинская ГРЭС	ПАО «Юнипро»											
		1	К-160-130	Газ, уголь	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	
		3	К-160-130		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	
		5	ПГУ-450		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	
Пермская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»											
		1	К-820-240-5	Газ	820,0	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	Модернизация в 2026 г.
		3	К-820-240-5		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3363,0	3393,0	3393,0	3393,0	3423,0	3423,0	3423,0	
Пермская ТЭЦ-9	ПАО «Т Плюс»											
		1	ВПП-25-3	Газ, мазут	25,0							Вывод из эксплуатации 01.11.2022
		2	ВПП-25-3		30,0							Вывод из эксплуатации 01.11.2022
		9	Т-100/120-130-2		105,0	124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	124,9	Модернизация в 2023 г.
		10	Т-60/66-10,2			65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Ввод в эксплуатацию 27.10.2022
		11	Т-100/120-130-3		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	435,0	464,9	464,9	464,9	464,9	464,9	464,9	
Пермская ТЭЦ-14	ПАО «Т Плюс»											
		1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	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	
		3	Р-50-130-1		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	
		5	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		–	ПГУ-105									105,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	325,0	
Закамская ТЭЦ-5	ПАО «Т Плюс»											
		1	ПТ-23,6-2,9/1,0	Газ, мазут, уголь кузнецкий	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	
Пермская ТЭЦ-6	ПАО «Т Плюс»											
		6, 7, 8	ПГУ	Газ, мазут	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	
Пермская ТЭЦ-13	ПАО «Т Плюс»											
		2	Р-6-35/5	Газ, мазут	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
Березниковская ТЭЦ-2	ПАО «Т Плюс»											
		3	ПТ-30/35-3,4-1,0	Мазут, газ природный, газ попутный	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	
		6	Р-6-90/31		6,0							Вывод из эксплуатации 01.10.2022
		7	ПТ-50-90/13		50,0							Вывод из эксплуатации 01.10.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–	98,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	
Березниковская ТЭЦ-4	АО «Березниковский содовый завод»											
		1	Р-5,8-56/17	Газ, мазут	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	
		3	Р-3,9-56/17		3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	
		7	Р-2,1-56/17		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
Чайковская ТЭЦ	ПАО «Г Плюс»	1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут, уголь кузнецкий, коксующийся уголь	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
					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		
ТЭЦ Лысьва-Теплоэнерго	АО «ЛЗЭП», ООО «ЭНКОМ»	1	Р-6-35/3М	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
					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		
Соликамская ТЭЦ	ООО «Соликамская ТЭЦ»	2	Р-5,7-2,7/1,0	Газ, мазут	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7		
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
					17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0		
					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
					25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	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		
ГТЭС БКПРУ-4 ПАО «Уралкалий»	ПАО «Уралкалий»	1	SGT 400	Газ	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9		
					12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9		
					12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	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		
ГТУ-ТЭЦ СКРУ-1 ПАО «Уралкалий»	ПАО «Уралкалий»	1	ГТЭС «Урал-6000»	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	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		
ТЭС ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС» (ЭСН ООО «ЛУКОЙЛ-Промнефтеоргсинтез»)	ООО «ЛУКОЙЛ-Промнефтеоргсинтез»	1	ГТЭС-25ПА	Газ	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
					25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
					25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
					25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
					25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
					25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
					25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	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		
ГТЭС Сибур-Химпром	АО «Сибурэнергоменеджмент»	1	«Урал 6000»	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
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	
		2	ГТЭС «Урал-4000»		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	ГТЭС «Урал-4000»		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	
Чашкинская ГТЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»			Газ								
		1-4	Д-30ЭУ-2		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Пермского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Пермского края	Пермский край	Строительство двух КЛ 110 кВ Данилиха – Березовый ориентировочной протяженностью 4 км каждая	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	428,56	0,00
2	Пермского края	Пермский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	50	2024	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	355,97	339,50
3	Пермского края	Пермский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кривец с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2025	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	100,57	100,57
4	Пермского края	Пермский край	Строительство ПС 110 кВ Короткова с двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 16 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,5 км	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	32	2024	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Кизеловской ГРЭС-3	1126,52	1126,52
					110	км	–	6,5	–	–	–	–	6,5				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
5	Пермского края	Пермский край	Реконструкция ПС 35 кВ Култаево с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, установкой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2027	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	562,29	562,29
6			Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Пермская ТЭЦ-9 – Малиновская до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Култаево ориентировочной протяженностью 8 км			км	8	–	–	–	–	–	8				

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, технологическому присоединению к электрическим сетям, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства 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.