

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	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	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	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1.1 Энергорайон № 1 «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС»	16
2.1.2 Энергорайон № 2 «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»	18
2.1.3 Энергорайон № 3 «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ»	21
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	23
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	23
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	28
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	28
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	34
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	35
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	36
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	39
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	39
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 Приморского края.....	42
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	49
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	51
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	53
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	54
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	55
7.1	Основные подходы	55
7.2	Исходные допущения.....	56
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	59
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	60
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	62
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	65
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	66
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	67

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.....	69
--------------	--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
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
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПЭС	–	приливная электростанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РМ	–	расчетная математическая модель
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
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТС	–	телесигнал
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УВ	–	управляющее воздействие
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шинный разъединитель
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Приморского 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 Приморского 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 Приморского 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.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Приморского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ и обслуживает территорию Приморского края.

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

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

– филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Приморского края.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Приморского края связана с энергосистемой:

– Хабаровского края и Еврейской автономной области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Приморского края с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Приморского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	290,6
Более 50 МВт	
АО «Спасскцемент»	59,4
Более 10 МВт	
ТС ВСТО ООО «Транснефтьэнерго» (НПС-38, НПС-40, НПС-41)	31,7
АО «Восточный порт»	20,9
ПАО «ДЭК» (ООО «ССК «Звезда»)	18,9
АО «ГМК «Дальполиметалл»	17,5
АО «ДГК» филиал «Приморские тепловые сети»	16,3
ООО «Русэнергоресурс» (КГУП «Приморский водоканал»)	13,1

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края на 01.01.2023 составила 2759,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Приморского края доля ТЭС составляет 100 %.

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.

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

Наименование	На 01.01.2022	Наименование мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	2759,0	–	–	–	–	2759,0
ТЭС	2759,0	–	–	–	–	2759,0

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Приморского края приведена в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13394	13346	13536	14067	14529
Годовой темп прироста, %	2,06	-0,36	1,42	3,92	3,28
Максимум потребления мощности, МВт	2443	2314	2411	2692	2603
Годовой темп прироста, %	5,71	-5,28	4,19	11,65	-3,31
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5483	5768	5614	5225	5582
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	26.01 04:00	31.12 13:00	31.12 04:00	31.12 12:00	13.01 02:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-20,2	-16,7	-18,1	-20,5	-16,6

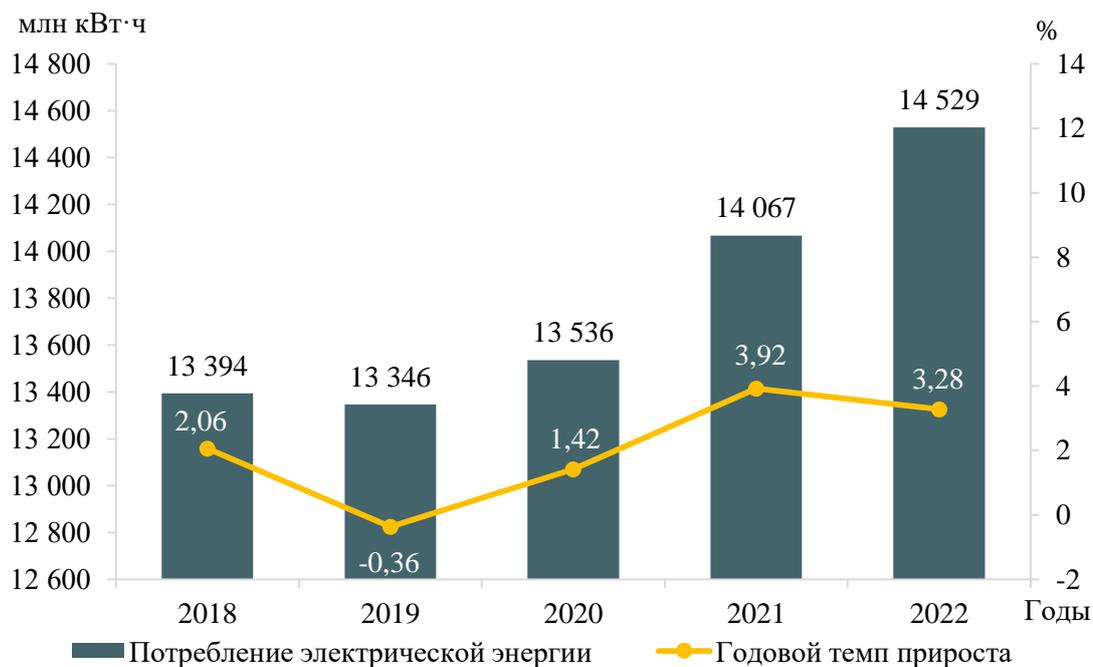


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста

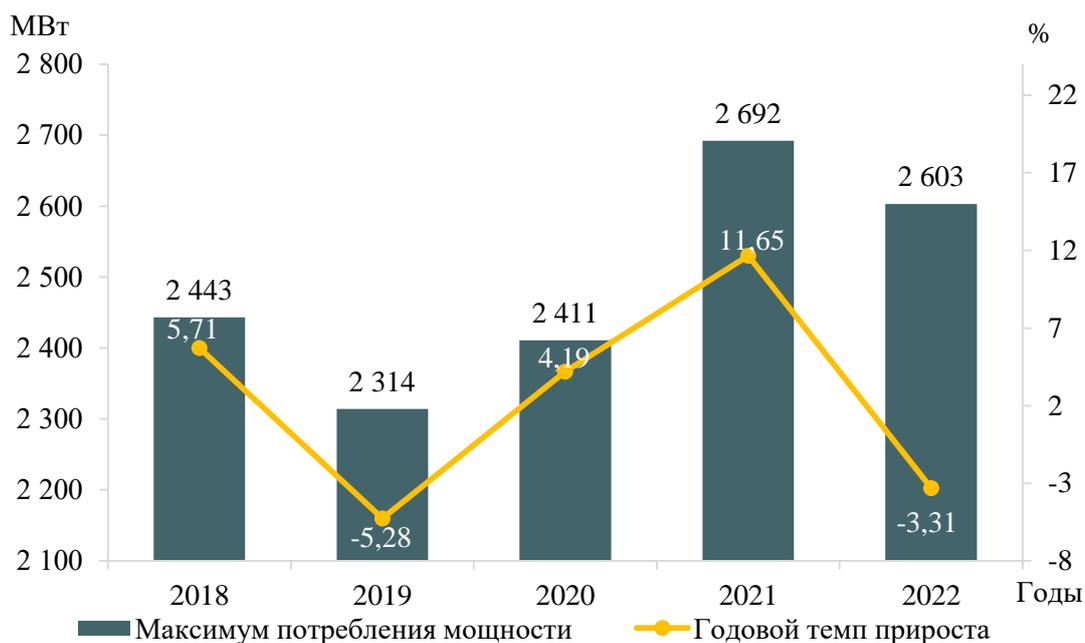


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Приморского края увеличилось на 1405 млн кВт·ч и составило в 2022 году 14529 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,05 % за период 2018–2022 годов. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,92 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 0,36 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края вырос на 292 МВт и составил 2603 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности за период 2018–2022 годов 2,41 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,65 % в 2021 году, что обусловлено ростом потребления электрической энергии промышленными предприятиями и послаблением ограничительных эпидемиологических мер; наибольшее снижение мощности составило 5,28 % в 2019 году, что было обусловлено более высокой ТНВ в день прохождения максимального потребления мощности.

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

- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-2 ПАО «Транснефть»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- увеличением потребления домашними хозяйствами и сферой услуг;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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 Приморского края приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Приморского 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 заходов ВЛ 110 кВ ЖБИ-130 – Павловка-2 на ПС 110 кВ Агрокомплекс протяженностью 3 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Агрокомплекс – Павловка-2 и ВЛ 110 кВ Агрокомплекс – ЖБИ-130	АО «ДРСК»	2018	2×2,93 км
2	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Береговая-1 на ПС 110 кВ Садовая протяженностью 0,6 км каждый с образованием КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая и ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т	АО «ДРСК»	2018	2×0,6 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Спасск – Дмитриевка – Черниговка – Ярославка на ПС 110 кВ Ключи протяженностью 3 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Спасск – Ключи и ВЛ 110 кВ Ярославка – Ключи с отпайкой на ПС Дмитриевка	АО «ДРСК»	2018	2×2,71 км
4	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта-7 с заменой провода М-70 на провод АССС 150/28 и заменой провода АСКП-240 на провод АСКП-240/32 суммарной протяженностью 14,5 км	АО «ДРСК»	2019	14,48 км
5	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Горностай – Океан на новую ПС 110 кВ Лазурная протяженностью 2,3 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Горностай – Лазурная и КВЛ 110 кВ Лазурная – Океан	АО «ДРСК»	2019	2×2,34 км
6	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк I цепь протяженностью 28 км	ПАО «Россети»	2019	27,57 км
7	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк II цепь протяженностью 28 км	ПАО «Россети»	2019	28,40 км
8	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Береговая-2 – Береговая-1 протяженностью 0,7 км	АО «ДРСК»	2020	0,71 км
9	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая протяженностью 1 км	АО «ДРСК»	2020	1,15 км
10	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск протяженностью 167,7 км	ПАО «Россети»	2020	167,7 км
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Дальневосточная – НПС-41 протяженностью 90 км путем выполнения перезавода ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Арсеньев-2 с ПС 500 кВ Дальневосточная в РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-41 со строительством участка ВЛ 220 кВ до ПС 220 кВ НПС-41	ПАО «Россети»	2021	90,34 км
12	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый угол на ПС 220 кВ Суходол протяженностью 22 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Владивосток – Суходол и ВЛ 220 кВ Зеленый угол – Суходол	ПАО «Россети»	2021	22,23 км 21,97 км
13	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Спасск – НПС-40 протяженностью 52 км	ПАО «Россети»	2021	52,44 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Лозовая – Находка протяженностью 28 км	ПАО «Россети»	2021	28,42 км
15	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Широкая – Находка протяженностью 7 км	ПАО «Россети»	2021	6,92 км
16	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Свягино/т с отпайкой на ПС Кировка на ПС 220 кВ Шмаковка/т протяженностью 16,35 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Шмаковка/т с отпайкой на ПС Кировка и ВЛ 220 кВ Свягино/т – Шмаковка/т	ОАО «РЖД»	2022	1×16,38 км 1×16,33 км
17	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная протяженностью 0,01 км	АО «ДРСК»	2022	0,01 км
18	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Находка с выполнением перезавода КВЛ 110 кВ Широкая – Находка с увеличением протяженности на 0,127 км	ПАО «Россети»	2022	0,127 км
19	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Голдобин с отпайками с заменой провода АС-150 протяженностью 2,34 км на кабель 3*АПвПу2г протяженностью на 2,55 км	АО «ДРСК»	2022	2,55 км
20	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайкой на ПС Улисс с заменой провода АС-150 протяженностью 2,48 км на кабель 3*АПвПу2г протяженностью на 2,545 км	АО «ДРСК»	2022	2,545 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	Строительство ПС 110 кВ Агрокомплекс с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	2018	2×40 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ключи с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	2018	2×25 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лазурная с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×16 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Садовая с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×40 МВА
5	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Промпарк с двумя трансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×63 МВА
6	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Спасск с установкой двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая и УШР 220 кВ мощностью 63 Мвар	ПАО «Россети»	2019	2×52 Мвар 1×63 Мвар
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Дальнереченск/т с установкой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×40 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ласточка/тс установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	1×40 МВА
9	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Лесозаводск с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	2020	1×40 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Анисимовка/т с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сибирцево/т с заменой трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Спасск/т с заменой трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	1×63 МВА
14	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Лесозаводск с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети»	2021	1×40 МВА
15	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Находка с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2021	2×63 МВА
16	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Свягино/т с заменой трансформаторов Т1 220/27,5/10 кВ и Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
17	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Суходол с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Морской порт Суходол»	2021	2×40 МВА
18	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Шмаковка/т с установкой одного трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×40 МВА
19	220 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «ДРСК»	2022	1×63 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Промузел с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	2022	2×25 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 Приморского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

– энергорайон № 1 – «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС»;

– энергорайон № 2 – «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»;

– энергорайон № 3 – «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ».

2.1.1 Энергорайон № 1 «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС»

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 1 «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС».

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона №1 «Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная, переток активной мощности в КС «ПримГРЭС – Юг», превышает МДП на величину до 168,6 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 168,6 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформаторной группой 500/220 кВ мощностью 501 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг, с образованием ВЛ 500 кВ Владивосток – Варяг и ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Варяг и ВЛ 220 кВ Варяг – Береговая-2 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформаторной группой 500/220 кВ мощностью 501 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг, с образованием ВЛ 500 кВ Владивосток – Варяг и ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Варяг и ВЛ 220 кВ Варяг – Береговая-2

2.1.2 Энергорайон № 2 «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 2 «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ».

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 2 «Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-2 (АТ-3) ПС 220 кВ Уссурийск-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-3 (АТ-2) ПС 220 кВ Уссурийск-2, токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск превышает АДТН на величину до 19 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	Установка устройства АОПО АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО АТ-1
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 (АТ-3) ПС 220 кВ Уссурийск-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-3 (АТ-1) ПС 220 кВ Уссурийск-2, токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск превышает АДТН на величину до 22 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 71 МВт	Установка устройства АОПО АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО АТ-2
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Уссурийск-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Уссурийск-2, токовая нагрузка АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 превышает АДТН на величину до 20 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	Установка устройства АОПО АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО АТ-3
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесечной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (или № 2), ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта-7, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (или № 1), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т превышает АДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 22 МВт	Установка на ПС 220 кВ Уссурийск-2 АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с реализацией ОН ПС 110 кВ Западная	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т
За период с 01.10.2022 по 15.08.2023 зафиксировано 2140 случаев превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т продолжительностью до 16 минут 41 секунды в нормальной схеме, 3 случая превышения ДДТН продолжительностью до 20 секунд в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная, в том числе 60 случаев превышения АДТН продолжительностью до 1 минуты 15 секунд в нормальной схеме (превышение возникает по причине несимметричного характера нагрузки электроподвижного состава ОАО «РЖД»). Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40,1 МВт	1. Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т. 2. Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км ²⁾ . 3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,49 км и образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	1. Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т. 2. Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км ²⁾ . 3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,49 км и образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>За период с 01.10.2022 по 15.08.2023 зафиксировано 2140 случаев превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т продолжительностью до 16 минут 41 секунды в нормальной схеме, 3 случая превышения ДДТН продолжительностью до 20 секунд в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная, в том числе 60 случаев превышения АДТН продолжительностью до 1 минуты 15 секунд в нормальной схеме (превышение возникает по причине несимметричного характера нагрузки электроподвижного состава ОАО «РЖД»).</p> <p>Так как максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т определена ремонтной схемой ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная (работа транзита 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т – Надеждинская/т в радиальном режиме), в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т (работа транзита 110 кВ Западная – Надеждинская/т – Уссурийск/т в радиальном режиме) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная также превышает ДДТН (вследствие несимметричной тяговой нагрузки).</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40,1 МВт</p>	<p>Замена провода ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная, ошиновки и шин ПС 110 кВ Надеждинская/т и ПС 110 кВ Западная</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная ориентировочной протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности.</p> <p>3. Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт</p>	<p>Установка устройства АОСН на ПС 110 кВ Краскино, ПС 110 кВ Троица с реализацией ОН</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН.</p> <p>2. Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН</p>

Примечания

1 ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2 ²⁾ До выполнения сетевого строительства в целях исключения рисков ввода ГАО в качестве временного решения необходима установка АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т на ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией УВ на отключение ВЛ.

2.1.3 Энергорайон № 3 «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ»

В таблице 8 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 3 «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ».

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 3 «Партизанская ГРЭС – Артемовская ТЭЦ»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>За период с 01.10.2022 по 15.08.2023 зафиксировано: 472 случая превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т и КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая продолжительностью до 4 минут 55 секунд в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Артёмовской ТЭЦ – Смоляниново/т, в том числе 3 случая превышения АДТН ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т и КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая продолжительностью до 15 секунд в указанной единичной ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14,1 МВт</p>	<p>Замена провода ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т и КВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая, шин и ошинок ПС 110 кВ Береговая-1</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т ориентировочной протяженностью 31,81 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая ориентировочной протяженностью 1,722 км с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с увеличением пропускной способности</p>
<p>Во всех режимно-балансовых условиях в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т (работа транзита 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т в радиальном режиме) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т превышает ДДТН/АДТН на величину до 54%/39%. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 14,1 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т ориентировочной протяженностью 30 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т ориентировочной протяженностью 30 км</p>

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 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 9 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-5,7
	20.06.2018	16,3
2019	18.12.2019	-9,3
	19.06.2019	16,6
2020	16.12.2020	-17,0
	17.06.2020	14,4
2021	15.12.2021	-4,6
	16.06.2021	13,2
2022	21.12.2022	-9,2
	15.06.2022	12,1

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

– для однострансформаторных 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 АО «ДРСК»

Рассмотрены предложения АО «ДРСК» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 11 приведены данные по допустимой длительной

перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – 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 _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{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 Междуречье	110	Т-1	ТДН-10000/110/У1	115	10	2006	50	9,92	10,38	11,24	10,44	12,27	6,99	6,26	5,24	6,3	5,72	–
		6			115														
		110	Т-2	ТДН-10000/110/У1	115	10	2012	50											
		6			6,6														
2	ПС 110 кВ Пластун	110	Т-1	ТДН-10000/110-82 У1	115	10	1986	100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,60	0,00	0,00	5,70	8,33	–
		10			11														
		110	Т-2	ТДТН-16000/110-66	115	16	1971	78											
		35			38,5														
		10			10,5														
3	ПС 110 кВ Шахта-7	110	Т-1	ТДН-16000/110	115	16	1993	100	18,69	21,02	22,00	21,57	21,42	11,96	11,84	11,35	12,76	13,00	1,0
		6			6,6														
		110	Т-2	ТДН-16000/110	115	16	1982	100											
		6			6,6														

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 Междуречье	Т-1	ТДН-10000/110/У1	2006	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/У1	2012	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Пластун	Т-1	ТДН-10000/110-82 У1	1986	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/100-66	1971	78	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Шахта-7	Т-1	ТДН-16000/110	1993	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110	1982	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 12 – 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	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Уном перспективной 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 Междуречье	2022	12,27	ПС 110 кВ Междуречье	ООО СЗ «Корал Рэд»	45-21	04.02.2021	2025	0,77	0,00	0,4	0,31	12,27	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60
2	ПС 110 кВ Пластун	2020	8,51	ПС 110 кВ Пластун	Примтеплоэнерго КГУП	22-647	30.05.2022	2024	4,03	0,00	6,0	2,82	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36
					Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт			2024	0,28	0,03	0,22–10,0	0,03						
3	ПС 110 кВ Шахта-7	2020	22,0	ПС 110/6 кВ Шахта-7	ООО «Алмикс»	21-1370	23.12.2021	2024	0,80	0,00	6,0	0,16	23,85	23,85	23,85	23,85	23,85	23,85
					ООО «Авиатор»	02-23/ТП	01.03.2023	2024	1,00	0,4	0,4	0,12						
					ООО «ОСК СЗ»	21-1249	19.10.2021	2024	0,92	0,00	6,0	0,37						

ПС 110 кВ Междуречье.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 12,27 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,6 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-9,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,196.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,33 МВА).

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 [1].

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

$$S_{персп}^{тр} = 12,27 + 0,33 + 0 + 0 = 12,6 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105,4 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Междуречье ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Междуречье расчетный объем ГАО составит 0,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,6 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ДРСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Пластун.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 8,51 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 70,9 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -17°C 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 4,28 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,07 МВА).

Согласно информации от АО «ДРСК» в соответствии с ТУ на ТП КГУП «Примтеплоэнерго» (от 21.04.2022 № 01-122-10-296 заявленной мощностью 4,03 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Пластун с заменой Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 8,51 + 3,07 + 0 - 0 = 11,58 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 96,5 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (реконструкция ПС 110 кВ Пластун с заменой Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА).

ПС 110 кВ Шахта-7.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 22,0 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, составит 109,4 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -17°C и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,0 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,32 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,69 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,00 + 0,69 + 0 - 1,0 = 21,69 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шахта-7 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шахта-7 расчетный объем ГАО составит 2,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,69 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 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ДРСК».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

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 от сетевых организаций на территории Приморского края по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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 Приморского края, отсутствуют.

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

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Приморского края приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Приморского края

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Кировка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	1×25 МВА	2027	ПАО «Россети»

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 14 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Приморского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 14– Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Приморского 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	Промышленная площадка «Западная» и город-спутник ТОР «Надеждинская»	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	0,0	294,8	220	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 500 кВ Владивосток ПС 220 кВ Надеждинская
2	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	0,0	159,0	220	2024	ПС 220 кВ Губерово/т ПС 220 кВ Ружино/т ПС 220 кВ Свягино/т ПС 220 кВ Шмаковка/т
					110		ПС 110 кВ Ласточка/т ПС 110 кВ Дальнереченск/т ПС 110 кВ Спасск/т ПС 110 кВ Сибирцево/т ПС 110 кВ Уссурийск/т ПС 110 кВ Надеждинская/т ПС 110 кВ Смоляниново/т ПС 110 кВ Анисимовка/т ПС 110 кВ Фридман/т ПС 110 кВ Находка/т ПС 110 кВ –Восточная/т ПС 110 кВ Мыс Астафьева/т (новая)
3	Приморский металлургический завод	ООО «ПМЗ»	0,0	120,0	220	2025	Приморская ГРЭС ПС 500 кВ Владивосток ПС 500 кВ Лозовая Артемовская ТЭЦ ПС 220 кВ Береговая-2 ПС 500 кВ Варяг

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
4	Находкинский завод минеральных удобрений	АО «НЗМУ»	0,0	40,0	220	2023	ПС 500 кВ Лозовая ПС 220 кВ Находка
5	Жилые комплексы	ООО «ДНС СИТИ»	0,0	38,0	110	2023 2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Давыдовка ПС 110 кВ Западная
6	ООО «Дальнегорский ГОК»	ООО «Дальнегорский ГОК»	0,0	27,0	110	2024 2028	ПС 220 кВ Горелое
7	Жилые комплексы	АО «КРДВ»	2,7446	23,0154	110	2024	ПС 110 кВ Береговая-1 ПС 110 кВ Смоляниново/т
8	Судостроительный комплекс «Звезда»	ООО «ССК «Звезда»	0,0	24,6	220	2024	ПС 500 кВ Владивосток ПС 220 кВ Звезда ПС 220 кВ Морская
9	Жилые комплексы	ООО «Специализированный застройщик «Ресурс»»	0,0	22,7	110	2025 2027 2028	ПС 110 кВ Бурун ПС 110 кВ Ипподром
10	Жилые комплексы	ООО «Строй ДВ»	0,0	16,5	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2025	ПС 110 кВ Западная ПС 110 кВ Казармы
11	Жилые комплексы	ООО «Специализированный застройщик «Ренессанс Сити»	0,0	13,5	35	2024	ПС 110 кВ Чайка ПС 110 кВ Ипподром

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
12	ООО «Восточная Стивидорная Компания»	ООО «Восточная Стивидорная Компания»	0,0	12,0	110	2024	ПС 110 кВ Восточная/г ПС 110 кВ Голубовка

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края на период 2024–2029 годов, представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	14920	15441	16316	17765	18930	19346	19544
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	521	875	1449	1165	416	198
Годовой темп прироста, %	–	3,49	5,67	8,88	6,56	2,20	1,02

Потребление электрической энергии по энергосистеме Приморского края прогнозируется на уровне 19544 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 4,33 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 1449 млн кВт·ч или 8,88 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 198 млн кВт·ч или 1,02 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Приморского учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста

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

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта и портовой инфраструктуры;
- значительными объемами жилищного строительства.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2740	2896	3068	3245	3339	3369	3389
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	156	172	177	94	30	20
Годовой темп прироста, %	–	5,69	5,94	5,77	2,90	0,90	0,59
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5445	5332	5318	5475	5669	5742	5767

Максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края к 2029 году прогнозируется на уровне 3389 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,84 %.

Наибольший годовой прирост мощности в абсолютном значении прогнозируется в 2026 году и составит 177 МВт, или 5,77 % в процентном отношении, и будет наблюдаться в 2025 году и составит 5,94 %; что обусловлено намечаемой реализацией развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»; наименьший прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 20 МВт или 0,59 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2029 году число часов использования максимума увеличится и прогнозируется на уровне 5767 ч/год против 5332 ч/год в 2024 году.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

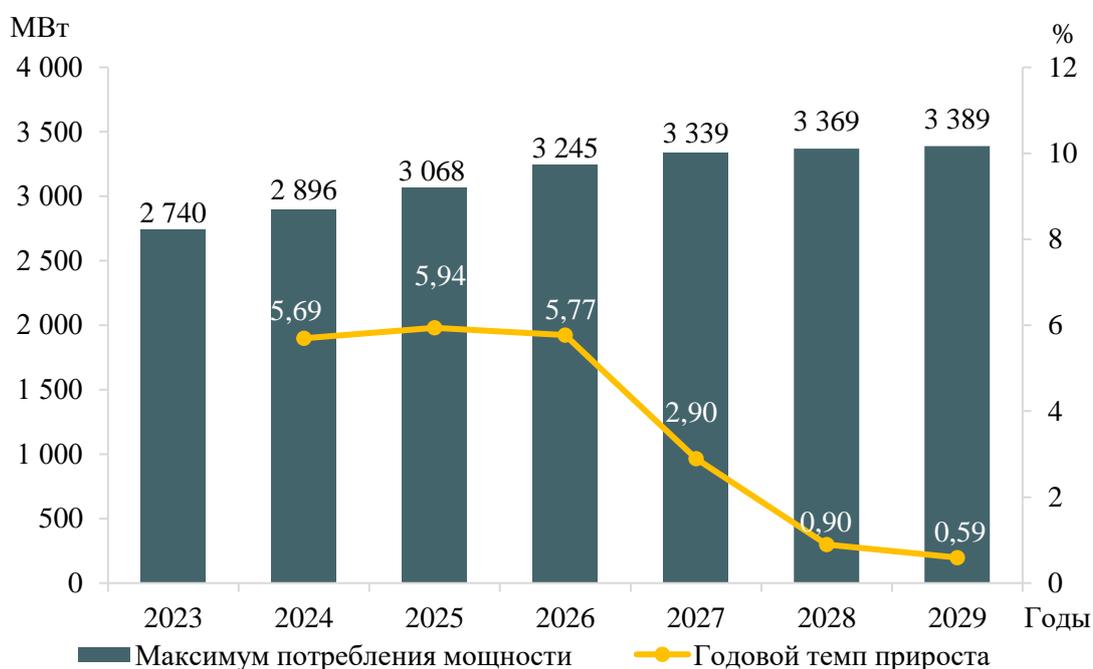


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2024–2029 годов составляют 446,2 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей энергосистемы Приморского края в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского 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 Приморского края	–	–	46,2	400,0	–	–	–	446,2
ТЭС	–	–	46,2	400,0	–	–	–	446,2

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 750 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Приморского края в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского 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 Приморского края	–	30	–	720	–	–	–	750
ТЭС	–	30	–	720	–	–	–	750

В рассматриваемый перспективный период планируется сооружение Артемовской ТЭЦ-2 установленной мощностью 440 МВт в 2026 году для замещения выводимой из эксплуатации Артемовской ТЭЦ (дата вывода из эксплуатации – 31.12.2026).

В рамках реализации развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» в энергосистеме Приморского края на Партизанской ГРЭС планируется сооружение двух паросиловых энергоблоков (2×К–140–12,8) установленной мощностью 140 МВт каждый в 2026 году.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Приморского края в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в 2023 году ожидается в объеме 40 МВт (реконструкция энергетического производственно-технологического комплекса на Владивостокской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата № 1), в период 2024–2029 годов планируется в объеме 37 МВт (реконструкция энергетического производственно-технологического комплекса на Владивостокской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегатов № 2 и № 3).

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края в 2029 году составит 3139,8 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Приморского края не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Приморского края представлена в таблице 19. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Приморского края представлена на рисунке 5.

Таблица 19 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	2799,0	2829,0	2782,8	3502,8	3139,8	3139,8	3139,8
ТЭС	2799,0	2829,0	2782,8	3502,8	3139,8	3139,8	3139,8

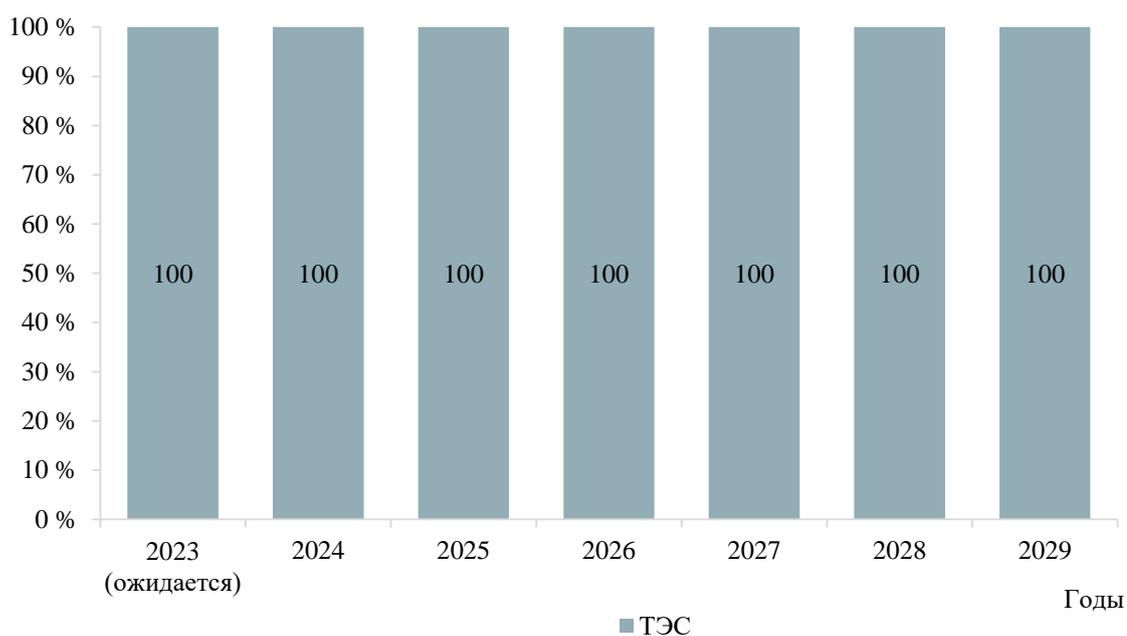


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Приморского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Приморского 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ 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	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	<p>1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р.</p> <p>2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.</p> <p>3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Строй ДВ», ООО «Дальнегорский ГОК» ООО «ДНС СИТИ», ООО «Трансформация», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»)</p> <p>1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр.</p> <p>2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.</p> <p>3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)</p> <p>Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений</p> <p>1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.</p> <p>2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ»)</p> <p>1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр.</p> <p>2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.</p> <p>3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ДНС СИТИ», ОАО «РЖД»)</p> <p>Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений</p>
		ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	–	
2	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км	ПАО «Россети»	500	км	475,2	–	–	–	–	–	–	475,2	
3	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	
4	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×10	–	–	–	–	–	–	20	
6	Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
7	Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км	АО «ДРСК»	110	км	22	–	–	–	–	–	–	22	
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажом участка ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,49 км и образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод	АО «ДРСК»	110	км	0,49	–	–	–	–	–	–	0,49	
9	Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
10	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
11	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2; – АОПО АТ-3	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная ориентировочной протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	16,96	–	–	–	–	–	–	16,96	
13	Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
14	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
15	Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
16	Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т ориентировочной протяженностью 31,81 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	31,81	–	–	–	–	–	–	31,81	

№ 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
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая ориентировочной протяжностью 1,722 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	1,722	–	–	–	–	–	–	1,722	режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
20	Строительство ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/г ориентировочной протяженностью 30 км	АО «ДРСК»	110	км	30	–	–	–	–	–	–	30	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Приморского края

В таблице 21 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 Приморского края.

Таблица 21 – 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 Приморского 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	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Строй ДВ», ООО «Дальнегорский ГОК», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Трансформация», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики)	АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Строй ДВ», ООО «Дальнегорский ГОК», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Трансформация, АО «КРДВиА»)	–/ –/ –/ –/ –	120/ 16,5/ 6,6/ 38/ 41,5/ 294,83
2	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км	ПАО «Россети»	500	км	475,2	–	–	–	–	–	475,2					
3	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	180					
4	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	2×2	–	–	–	–	–	4					
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×10	–	–	–	–	–	20					
6	Строительство ПС 220 кВ Металлург с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250				
7	Строительство двух ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург ориентировочной протяженностью 25 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)	АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)	–	120
8	Строительство ПС 220 кВ Минеральная с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	–	40
9	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Лозовая – Находка на ПС 220 кВ Минеральная ориентировочной протяженностью 33,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×33,5	–	–	–	–	–	–	67				
10	Строительство ПС 220 кВ Угловая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	1×250	–	–	250	Обеспечение выдачи мощности Артемовской ТЭЦ-2	ПАО «РусГидро»	–	440
11	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна на ПС 220 кВ Угловая ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×0,2	–	–	0,4				
12	Строительство шинпровода 220 кВ от ПС 220 кВ Угловая до ПС 220 кВ Западная ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	0,2	–	–	0,2				
13	Строительство шинпровода 110 кВ от ПС 220 кВ Угловая до ПС 220 кВ Западная ориентировочной протяженностью 0,2 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	–	0,2	–	–	0,2				
14	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×0,5	–	–	1,0				

№ 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
16	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2 на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×0,6	–	–	1,2				
17	Реконструкция ПС 220 кВ Губерово/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	28,2	12,9
18	Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»)	ОАО «РЖД», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Строй ДВ»	30,214/ –/ –	12,96/ 38/ 16,5
19	Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км	АО «ДРСК»	110	км	22	–	–	–	–	–	–	22				
20	Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	30,214	12,96
21	Строительство ПС 110 кВ Контейнерная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Восточная Стивидорная Компания»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Восточная Стивидорная Компания»	ООО «Восточная Стивидорная Компания»	–	12
22	Строительство двух отпаяк от ВЛ 110 кВ Восточная/т – Голубовка и ВЛ 110 кВ Екатериновка – Угольная до ПС 110 кВ Контейнерная ориентировочной протяженностью 2,7 км и 3,5 км	ООО «Восточная Стивидорная Компания»	110	км	–	2,7 3,5	–	–	–	–	–	6,2				
23	Строительство ПС 110 кВ Порт с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Находкинский морской торговый порт»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Находкинский морской торговый порт»	АО «Находкинский морской торговый порт»	–	10
24	Строительство двух отпаяк от ВЛ 110 кВ Находка – Учебная № 1 и № 2 на ПС 110 кВ Порт ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	АО «Находкинский морской торговый порт»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2				
25	Строительство ПС 110 кВ Литейная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока»	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»	–	18
26	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Вокзальная/т – Фридман/т – Штыково на ПС 110 кВ Литейная ориентировочной протяженностью 23 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	2×23	–	–	–	–	–	–	46				

№ 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
27	Реконструкция ПС 220 кВ Волна с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна № 1, № 2	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности модернизированной Владивостокской ТЭЦ-2	ПАО «РусГидро» (Владивостокская ТЭЦ-2)	497	574
28	Строительство двух КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна ориентировочной протяженностью 14,9 км каждая	АО «ДРСК»	110	км	2×14,9	–	–	–	–	–	–	29,8				
29	Реконструкция ВЛ 110 кВ Волна – Чайка ориентировочной протяженностью 4,034 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	4,034	–	–	–	–	–	–	4,034				
30	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник ориентировочной протяженностью 6,36 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	6,36	–	–	–	–	–	–	6,36				
31	Реконструкция ПС 110 кВ Муравейка с установкой третьего трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «КРПК»	АО «КРПК»	–	4,95
32	Реконструкция ПС 110 кВ Краскино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Торговый порт Посъет»	АО «Торговый порт Посъет»	–	7,5
33	Реконструкция ПС 110 кВ Сибирцево/т с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,422	19,49
34	Реконструкция ПС 110 кВ Спасск/т с установкой трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	9,664	22,63
35	Реконструкция ПС 110 кВ Дальнереченск/т с заменой трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,192	15,13
36	Строительство ПС 110 кВ Парковая с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Строй ДВ»	ООО «Строй ДВ»	–	16,5321
37	Строительство двух отпайек от ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 1 с отпайкой на ПС Де-Фриз и ВЛ 110 кВ Западная – Казармы № 2 с отпайкой на ПС Де-Фриз до ПС 110 кВ Парковая ориентировочной протяженностью 0,05 км каждая	АО «ДРСК»	110	км	2×0,05	–	–	–	–	–	–	0,1				
38	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	2×2,6	–	–	–	–	–	–	5,2				
39	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 ориентировочной протяженностью 6,21 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	6,21	–	–	–	–	–	–	6,21				

№ 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
40	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 ориентировочной протяженностью 13,46 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	13,46	–	–	–	–	–	–	13,46	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ДНС СИТИ»	ООО «ДНС СИТИ»	–	38
41	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 ориентировочной протяженностью 1,02 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	–	1,02	–	–	–	–	–	1,02				
42	Строительство ПС 110 кВ Прохладная с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80				
43	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на ПС 110 кВ Прохладная ориентировочной протяженностью 1,9 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	2×1,9	–	–	–	–	–	3,8				
44	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 1,2 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	–	1,2	–	–	–	–	–	1,2	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ДНС СИТИ», ОАО «РЖД»)	ООО «ДНС СИТИ»	–	38
45	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная ориентировочной протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	–	16,96	–	–	–	–	–	16,96				
46	Строительство ПС 110 кВ Дальнегорск с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 32 МВА каждый	ООО «Дальнегорский ГОК»	110	МВА	–	2×32	–	–	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Дальнегорский ГОК»	ООО «Дальнегорский ГОК»	–	27
47	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Горелое – Дальнегорск ориентировочной протяженностью 5 км каждая	ООО «Дальнегорский ГОК»	110	км	–	2×5	–	–	–	–	–	10				
48	Реконструкция ПС 220 кВ Горелое с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Горелое – Дальнегорск	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х				
49	Строительство ПС 220 кВ Надеждинская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×160	–	–	–	–	320	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	–	294,83
50	Строительство двух ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 10 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×10	–	–	–	–	20				

№ 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
51	Реконструкция ПС 220 кВ Надеждинская с установкой третьего трансформатора 220/10 кВ мощностью 160 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	1×160	–	–	–	160				
52	Строительство ПС 220 кВ Морская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»	–	24,64
53	Строительство ВЛ 220 кВ Звезда – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	км	–	44	–	–	–	–	–	44				
54	Строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	ПАО «Россети»	220	км	–	44	–	–	–	–	–	44				
55	Реконструкция ПС 35 кВ Ипподром с переводом на класс напряжения 110 кВ	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Ресурс»	ООО «СЗ «Ресурс»	–	22,7
56	Строительство ПС 110 кВ Лесная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50				
57	Строительство КЛ 110 кВ Ипподром – Лесная ориентировочной протяженностью 3,6 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	3,6	–	–	–	–	3,6				
58	Строительство КЛ 110 кВ Бурун – Лесная ориентировочной протяженностью 3 км	АО «ДРСК»	110	км	–	–	3	–	–	–	–	3				
59	Строительство ПС 110 кВ Золоотвал с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПЛК Владивосток»	ООО «ПЛК Владивосток»	–	8
60	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Патрокл с отпайкой на ПС Загородная на ПС 110 кВ Золоотвал ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	2×0,3	–	–	–	–	–	0,6				
61	Строительство ПС 110 кВ Соболев с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	–	2×6,3	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Соболь»	ООО «СЗ «Соболь»	–	6,82
62	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Патрокл с отпайкой на ПС Загородная на ПС 110 кВ Соболев ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	2×0,3	–	–	–	0,6				
63	Строительство ПС 110 кВ Солнечная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Трансформация»	ООО «Трансформация»	–	41,5
64	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Промузел на ПС 110 кВ Солнечная ориентировочной протяженностью 2,5 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	2×2,5	–	–	–	–	–	–	5				
65	Реконструкция ВЛ 110 кВ Волна – Чайка ориентировочной протяженностью 0,47 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	0,47	–	–	–	–	–	–	0,47				
66	Реконструкция ЛЭП 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Солнечная ориентировочной протяженностью 23,4 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	23,4	–	–	–	–	–	–	23,4				

№ 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
67	Реконструкция ЛЭП 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Солнечная ориентировочной протяженностью 1,6 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	–	1,585	–	–	–	–	–	1,585				
68	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник ориентировочной протяженностью 4,5 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	–	4,5	–	–	–	–	–	4,5				
69	Реконструкция ВЛ 110 кВ Волна – Чайка ориентировочной протяженностью 3,62 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	3,62	–	–	–	3,62				
70	Реконструкция ПС 110 кВ Молодежная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Спортивная база «Салют»», ИП Волков О.В.)	ООО «Спортивная база «Салют»», ИП Волков О.В.	–	6,5
71	Реконструкция ПС 110 кВ Топаз с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Приморского край», АО «КРДВ», ООО «РМ – Стилл ДВ»)	АО «Корпорация развития Приморского край», АО «КРДВ», ООО «РМ – Стилл ДВ»	–	12,3
72	Реконструкция ПС 110 кВ Пластун с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «ДРСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя КГУП «Примтеплоэнерго»	КГУП «Примтеплоэнерго»	–	4,0

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 22.

Таблица 22 – 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 ПС 220 кВ Кировка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	1×25	–	–	25	Реновация основных фондов

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 23.

Таблица 23 – 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 Междуречье с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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 110 кВ Шахта-7 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	АО «ДРСК»	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

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 Приморского 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 изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итоговых проекта инвестиционной программы АО «ДРСК» на 2023–2027 годы и изменений, которые вносятся в инвестиционную программу на 2019–2023 годы. Материалы размещены 24.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 34@ инвестиционной программы АО «ДРСК» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК», утвержденную приказом Минэнерго России 28.12.2018 № 33@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 16.12.2021 № 20@;

5) 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 Приморского 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 Приморского края осуществляют свою деятельность 25 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «ДРСК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 67 % в суммарной НВВ сетевых организаций Приморского 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 Приморского 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 тарифов¹, 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.

¹ Постановление Агентства по тарифам Приморского края от 25.11.2022 № 65/21.

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 группы², 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 24.

Таблица 24 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий (Базовый вариант)

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)

² 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 объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
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 Агентства по тарифам Приморского края от 25.11.2022 № 65/22 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Приморского края, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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 Приморского 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).

³ 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).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Приморского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Приморском крае, принимаемого на основании одобренного 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 25.

Таблица 25 – 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 Приморского края по тарифному решению	2 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	3,2 %	5,1 %	3,0 %	1,1 %	1,5 %	0,6 %

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 основной 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 Приморского края представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Приморского 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:	1542	1599	1602	1568	1624	1624
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	217	46	48	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1989	2030	1925	1912	1964	1964

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Приморского 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 27 и на рисунке 6.

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 27 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Приморского 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.	17,3	18,3	19,2	20,0	20,8	21,6
НВВ	млрд руб.	22,8	23,9	24,7	25,4	26,2	26,8
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	5,4	5,6	5,6	5,4	5,3	5,2
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	102	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3
Среднегодовой темп роста	%	–	100	101	102	101	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4

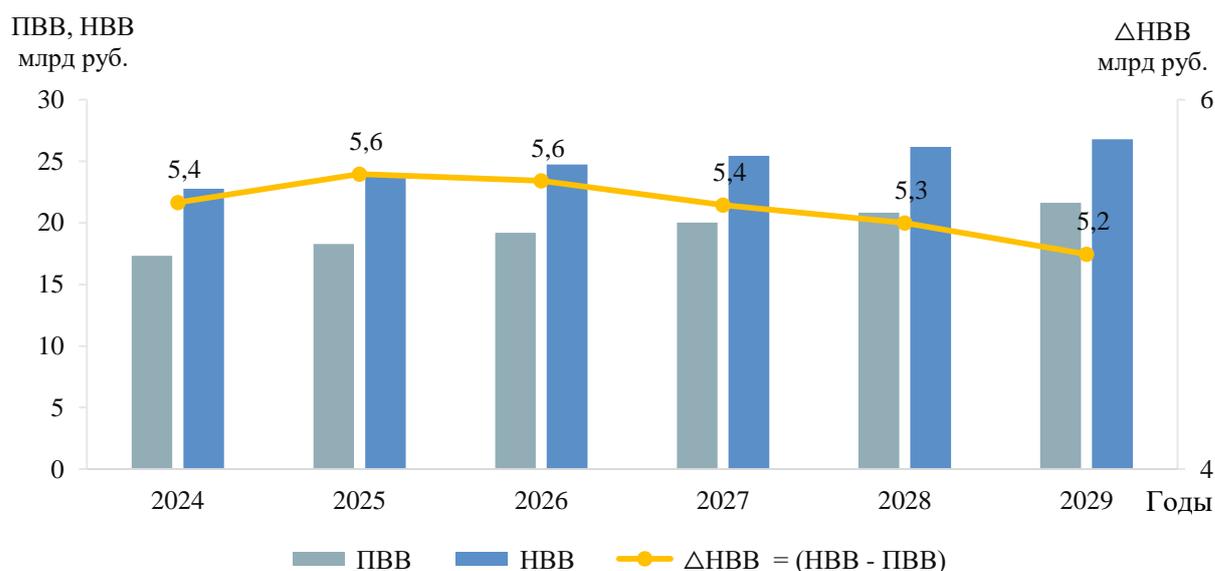


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Приморского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 27, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Приморского 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 Приморского 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 определена недостаточность условий тарифного регулирования во всех рассматриваемых сценариях (сценарий 1,2,3). Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 2,2 – 6,2 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

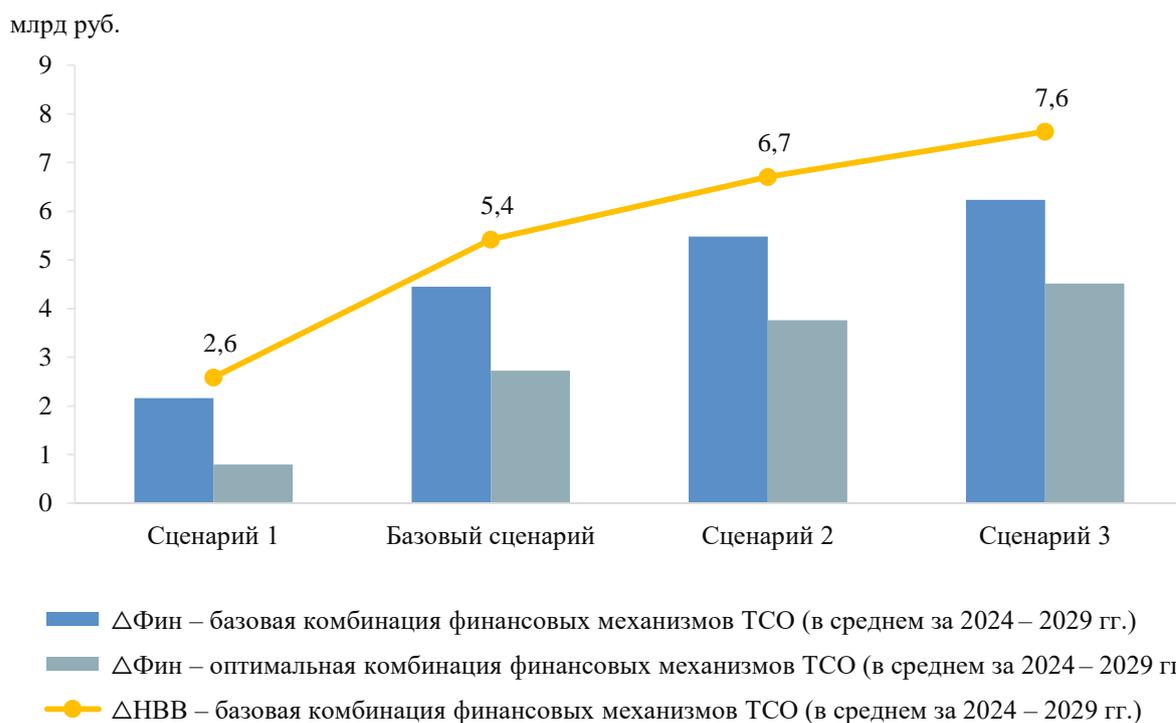


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Приморского края

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	74 %	100 %	100 %	100 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде сохраняется недостаточность тарифного регулирования во всех сценариях при значительных объемах бюджетного финансирования, что связано с ростом прогнозных капитальных вложений в 2022–2023 годы, включая реализацию планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, а также высокими планируемыми объемами ввода объектов основных средств в эксплуатацию в 2023 году в соответствии с инвестиционными программами организаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Приморского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Приморского 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 Приморского края оценивается в 2029 году в объеме 19544 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,33 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края к 2029 году увеличится и составит 3389 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,84 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Приморского края в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5318–5767 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2024–2029 годов составляют 446,2 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Приморского края в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 750 МВт на ТЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Приморского края в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в 2023 году ожидается в объеме 40 МВт, в период 2024–2029 годов планируется в объеме 37 МВт (реконструкция энергетического производственно-технологического комплекса на Владивостокской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегатов № 1, № 2 и № 3).

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края в 2029 году составит 3139,8 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Приморского края в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Приморского края.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1691,5 км, трансформаторной мощности 3756 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 перемаркировки), вводом 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 Приморского края														
Приморская ГРЭС	ООО «Приморская ГРЭС»			Уголь, мазут										
		1	К-100-90-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		2	К-100-90-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-96/110-90		96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	
		4	T-96/110-90		96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	
		5	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		6	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		7	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		8	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		9	К-215-130-1	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0	1467,0		
Артемовская ТЭЦ	АО «ДГК»			Уголь, мазут										
		5	КТ-115-8,8-2		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0					Вывод из эксплуатации 31.12.2026 г.
		6	КТ-115-8,8-2		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0					Вывод из эксплуатации 31.12.2026 г.
		7	К-100-90-6		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0					Вывод из эксплуатации 31.12.2026 г.
		8	К-100-90-6	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0					Вывод из эксплуатации 31.12.2026 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0					
Владивостокская ТЭЦ-2	ПАО «РусГидро»			Газ, уголь, мазут										
		1	P-80-115		80,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2023 г.
		2	T-98-115		98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2027 г.
		3	T-105-115		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2027 г.
		4	T-109-115		109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	109,0	
		5	ПР-50(60)-115/13/1,2		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	ПТ-55-115/13/1,2	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	497,0	537,0	537,0	537,0	537,0	574,0	574,0	574,0		
Партизанская ГРЭС	ПАО «РусГидро»			Уголь, мазут										
		1	T-97-90		98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	
		2	К-100-90		101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1	
		4	К-140-12,8						140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		5	К-140-12,8						140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	199,7	199,7	199,7	199,7	479,7	479,7	479,7	479,7		
Мини-ТЭЦ «Северная»	АО «ДВЭУК – ГенерацияСети»			Газ										
		1	ГТУ OPRA DTG1,8/L		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	ГТУ OPRA DTG1,8/L	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6		
Мини-ТЭЦ «Океанариум»	АО «ДВЭУК – ГенерацияСети»			Газ										
		1	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6							Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		2	ГТУ KAWASAKI GPB70D	6,6	6,6	6,6							Вывод из эксплуатации в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	13,2	13,2	13,2							

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)
Мини-ТЭЦ «Центральная»	АО «ДВЭУК – ГенерацияСети»			Газ										
		1	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6							Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		2	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6							Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		3	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6							Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		4	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6							Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		5	ГТУ KAWASAKI GPB70D		6,6	6,6	6,6							Вывод из эксплуатации в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	33,0	33,0	33,0							
Восточная ТЭЦ	АО «ДГК»			Газ										
		1	LM 6000 PF Sprint		46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	
		2	LM 6000 PF Sprint		46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	
		3	LM 6000 PF Sprint		46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	46,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5	139,5		
Артемовская ТЭЦ-2	ПАО «РусГидро»			Газ										
		1	ПГУ						220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		2	ПГУ						220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–					440,0	440,0	440,0	440,0		
Мини-ТЭС Тернейлес	ОАО «Тернейлес»			Древесные отходы										
		1	ТГ6,0/10,5Т1,8/0,7/0,1-У4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Шепаловская ТЭС	АО «НЗМУ»			Газ										
		1–4	ГТУ				30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		

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 Приморского 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	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км	ПАО «Россети»	500	км	475,2	–	–	–	–	–	–	475,2	–	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	45326,99	44829,09
2	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	–			
						Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60	–			
3	Приморского края	Приморский край	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	–			
4	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–			
5	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–			
6	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 220 кВ Кировка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	1×25	–	–	25	–	Реновация основных фондов	685,21	681,81

№ 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				
7	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 ³⁾	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	230,38	226,05
8	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км	АО «ДРСК»	110	км	22	–	–	–	–	–	–	22	2023	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
9	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажом участка ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,49 км и образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод	АО «ДРСК»	110	км	0,49	–	–	–	–	–	–	0,49	–	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	418,49	388,47
10	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т ориентировочной протяженностью 30 км	АО «ДРСК»	110	км	30	–	–	–	–	–	–	30	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	498,01	453,94

№ 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				
11	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная ориентировочной протяженностью 16,96 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	16,96	–	–	–	–	–	–	16,96	2023	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	977,57	948,04
12	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023			
13	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	–	–

№ 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				
14	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т ориентировочной протяжностью 31,81 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	км	31,81	–	–	–	–	–	–	31,81	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	57,09	11,90
15	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая ориентировочной протяжностью 1,722 км с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	1,722	–	–	–	–	–	–	1,722	2023		18,57	10,11
16	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая-1 с заменой провода шин и ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая с увеличением пропускной способности	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023		1,49	1,49
17	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	–	–

№ 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				
18	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Шахта-7 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	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	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	204,64	202,47
19	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Междуречье с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	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	165,58	165,58
20	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройств: – АОПО АТ-1 с действием на ОН; – АОПО АТ-2 с действием на ОН; – АОПО АТ-3 с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	63,99	5,25
21	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ 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				
22	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,02	5,02
23	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН	АО «ДРСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,02	5,02

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – 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. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2²⁾ 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, 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 либо Министерства 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.

3³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики 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.