

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии(мощности), надежного функционирования ЕЭС России	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1.1 Энергорайон «Западная часть энергосистемы Амурской области».....	16
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	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	18
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	22
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	22
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	22
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	22
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	25
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	26
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	26
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	29
3.3	Прогноз потребления мощности.....	30
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	31
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
4.2	Перечень реализуемых и перспективных 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 Амурской области.....	36
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	42
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	45
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	47
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	48
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	49
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	50
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	51
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	52
	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.....	53
---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИРМ	–	источник реактивной мощности
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ФКУ	–	фильтро-компенсирующее устройство
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{длн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность трансформатора
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Амурской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 Амурской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 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 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Амурской области на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков 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 Амурской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ и обслуживает территорию Амурской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Амурской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Амурское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Амурской области;

– филиал АО «ДРСК» Амурские электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Амурской области;

– Забайкальская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» – предприятие, осуществляющее функции по удовлетворению потребностей ОАО «РЖД» в электрической энергии, покупке, передаче и распределении электрической энергии другим филиалам ОАО «РЖД», присоединенным к электрическим сетям ОАО «РЖД»;

– Дальневосточная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» – предприятие, осуществляющее функции по удовлетворению потребностей ОАО «РЖД» в электрической энергии, покупке, передаче и распределении электрической энергии другим филиалам ОАО «РЖД», присоединенным к электрическим сетям ОАО «РЖД».

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Амурской области связана с энергосистемами:

– Хабаровского края и Еврейской автономной области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт.;

– Забайкальского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Республики Саха (Якутия) (Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Китайской Народной Республики: ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Амурской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	541,7
Объекты ВСТО-2 ООО «Транснефтьэнерго», (НПС-20, НПС-21, НПС-23, НПС-24, НПС-26, НПС-27, НПС-29))	122,2
Более 50 МВт	
ООО «Газпром переработка Благовещенск» (Амурский газоперерабатывающий завод)	89,0
ООО «Атлас Майнинг» (АО «Покровский рудник»)	61,8
ООО «Атлас Майнинг» (ООО «Албынский рудник» и ООО «Маломырский рудник»)	52,1
Более 10 МВт	
ООО «Амурский ГХК»	23,4
АО «ЦЭНКИ» (космодром «Восточный»)	20,8
ООО «Березитовый рудник»	14,3
АО «Амуруголь» (разрез «Ерковецкий»)	10,6

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области на 01.01.2024 составила 4307,0 МВт, в том числе: ГЭС – 3660,0 МВт, ТЭС – 647,0 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям, установленная мощность которых превышает 5 МВт с указанием фактической установленной мощности, представлен в приложении А.

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	4307,0	–	–	–	–	4307,0
ГЭС	3660,0	–	–	–	–	3660,0
ТЭС	647,0	–	–	–	–	647,0

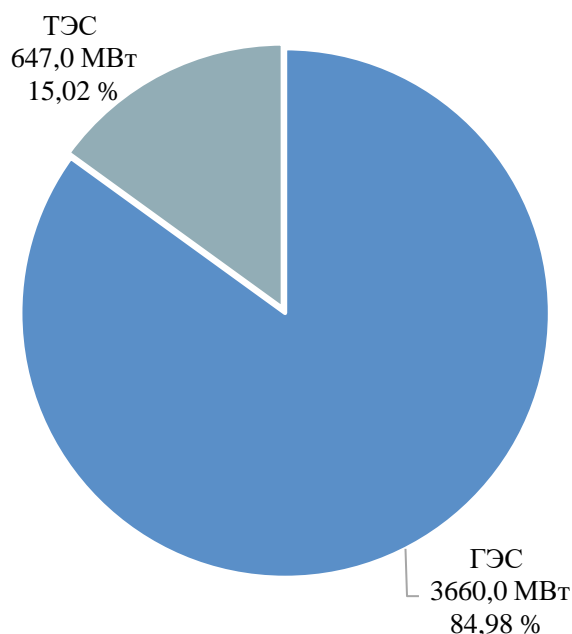


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Амурской области в 2023 году составило 18063,8 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 14154,3 млн кВт·ч, ТЭС – 3909,4 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Амурской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	15607,2	16405,0	18998,8	19871,5	18063,8
ГЭС	13149,7	14003,1	16376,5	16688,3	14154,3
ТЭС	2457,5	2401,8	2622,3	3183,2	3909,4

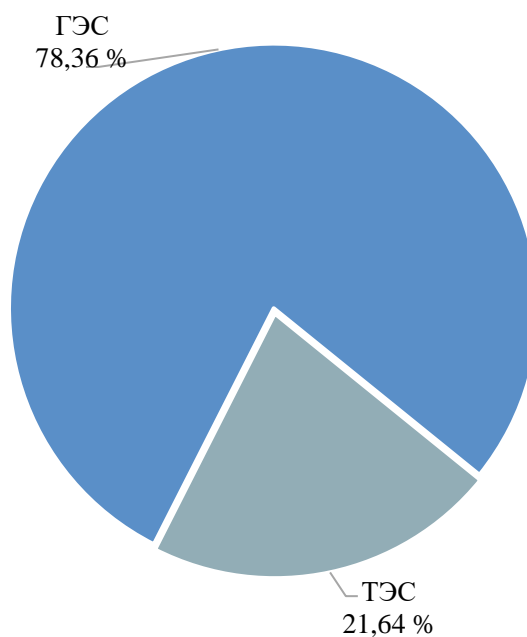


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Амурской области в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Амурской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Амурской области

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8863	9124	9602	10069	10564
Годовой темп прироста, %	5,14	2,94	5,24	4,86	4,92
Максимум потребления мощности, МВт	1467	1470	1653	1618	1755
Годовой темп прироста, %	5,46	0,20	12,43	-2,10	8,47
Число часов использования максимума потребления мощности	6042	6207	5810	6223	6019
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	27.12 12:00	22.01 04:00	23.12 11:00	22.12 03:00	26.12 06:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-30,7	-23,9	-30,6	-25,6	-26,7

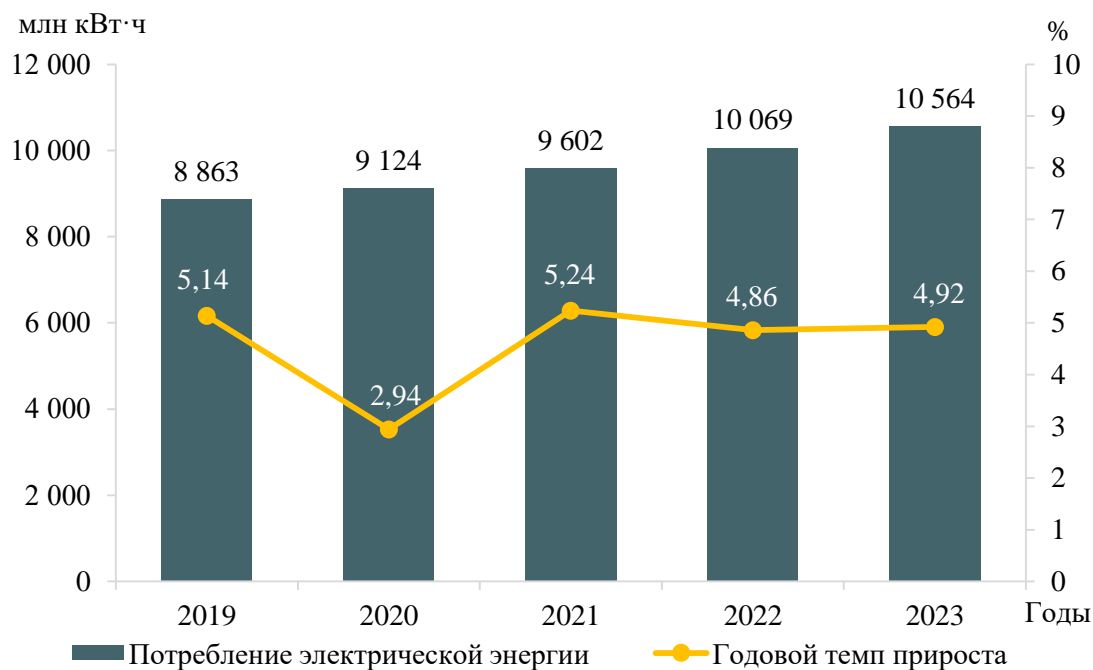


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста

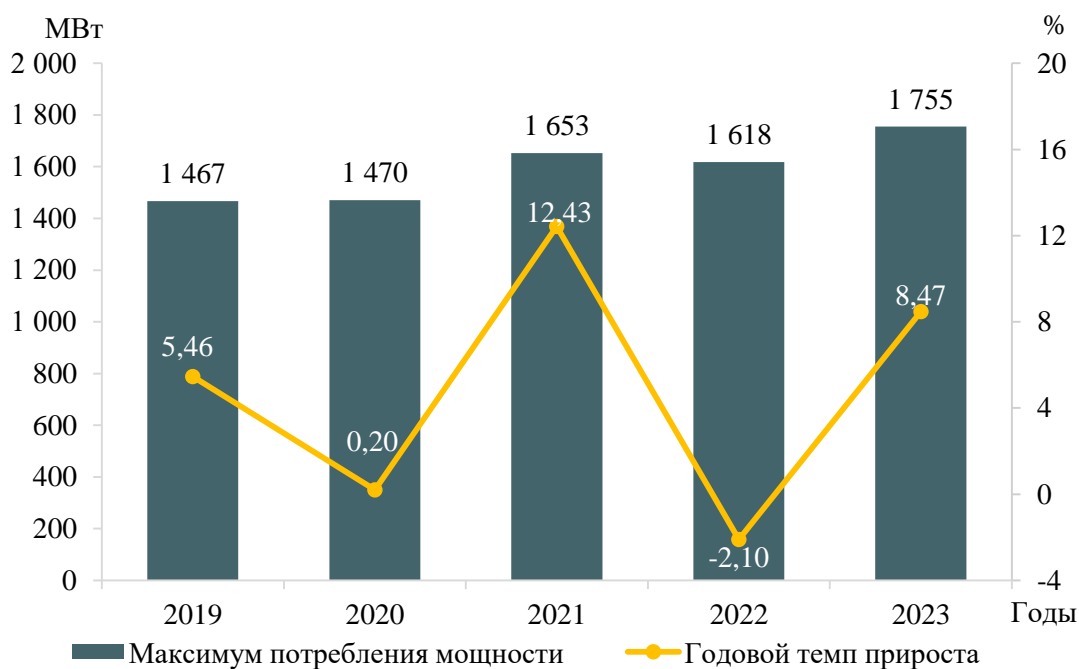


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы по Амурской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области увеличилось на 2134 млн кВт·ч и составило в 2023 году 10564 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,62 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,24 % в 2021 году, наименьший прирост зафиксирован в 2020 году и составил 2,94 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области вырос на 364 МВт и составил 1755 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,76 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,43 % в 2021 году, что обусловлено ростом потребления мощности в промышленном секторе, а также низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2022 году и имело отрицательное значение 2,12 %, что обусловлено более высокой температурой наружного воздуха в день прохождения максимума потребления мощности по сравнению с предшествующим годом.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области был зафиксирован в 2023 году в размере 1755 МВт.

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

- запуском в эксплуатацию Амурского газоперерабатывающего завода;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-2 ООО «Транснефть-Дальний Восток»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

1.6 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 Амурской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Амурской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки на ПС 220 кВ НПС-23 протяженностью 5 км с образованием ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23 и ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки	ПАО «Россети»	2019	4,93 км
2	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск на ПС 220 кВ НПС-26 протяженностью 9 км с образованием ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 и ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск	ПАО «Россети»	2019	2,26 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Ледяная на ПП 220 кВ Зея протяженностью 9 км с образованием ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Зея и ВЛ 220 кВ Зея – Ледяная	ПАО «Россети»	2019	9,02 км
4	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки на ПС 220 кВ НПС-23 протяженностью 5 км с образованием ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23 и ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки	ПАО «Россети»	2019	4,78 км
5	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск на ПС 220 кВ НПС-26 протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 и ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск	ПАО «Россети»	2019	2,01 км
6	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная с отпайкой на Свободненскую ТЭС на Свободненскую ТЭС протяженностью 16 км с образованием ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Ледяная и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 1	ПАО «Россети»	2019	15,72 км
7	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Ледяная на ПП 220 кВ Зея протяженностью 9 км с образованием ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Зея и ВЛ 220 кВ Зея – Ледяная	ПАО «Россети»	2019	9,24 км
8	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная протяженностью 173,65 км	ПАО «Россети»	2019	173,65 км
9	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 протяженностью 4,3 км	АО «ДРСК»	2020	4,31 км
10	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 2 протяженностью 4,3 км	АО «ДРСК»	2020	4,31 км
11	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сиваки – КС-7 № 2 протяженностью 9 км	АО «ДРСК»	2020	9,21 км
12	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка на Свободненскую ТЭС протяженностью 45 км с образованием ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 2 и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Новокиевка	ПАО «Россети»	2020	45,03 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АГПЗ № 2 протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
14	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АГПЗ № 3 протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
15	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АГПЗ № 4 протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
16	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Новокиевка на ПС 220 кВ Строительная протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Строительная	ПАО «Россети»	2021	2,26 км
17	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сиваки – КС-7 № 1 протяженностью 8,61 км	АО «ДРСК»	2021	8,61 км
18	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Лопча – Тында протяженностью 159,4 км	ПАО «Россети»	2022	159,4 км
19	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Лопча – Хани протяженностью 280,6 км	ПАО «Россети»	2022	280,6 км
20	500 кВ	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, № 2 на ПП 500 кВ Химкомбинат протяженностью 10,618 км, 10,540 км, 10,9 км, 10,54 км	ПАО «Россети»	2023	42,598 км
21	500 кВ	Строительство четырех шинопроводов от ПП 500 кВ Химкомбинат до ПС 500 кВ АГХК протяженностью 2×3,2 км и 2×3,03 км	ПАО «Россети»	2023	12,46 км
22	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Уруша/т на ПС 220 кВ Сгибеево/т протяженностью 9,114 км и 9,113 км с образованием ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Сгибеево/т и ВЛ 220 кВ Сгибеево/т – Уруша/т	ПАО «Россети»	2023	18,227 км

Таблица 6 – 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	220 кВ	Строительство ПП 220 кВ Зея	ПАО «Россети»	2019	–
2	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-7а с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×10 МВА
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-23 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый	Абонентская	2019	2×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-26 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый	Абонентская	2019	2×25 МВА
5	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Рудная с автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2019	1×63 МВА
6	220 кВ	Установка автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА на Свободненской ТЭС	ПАО «ОГК-2»	2019	1×125 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ КС-7 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×10 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Маслозавод с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×25 МВА
9	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Строительная с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×40 МВА
10	220 кВ	Реконструкция Свободненской ТЭС с установкой трех автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «ОГК-2»	2021	3×125 МВА
11	500 кВ	Строительство ПП 500 кВ Химкомбинат с двумя независимыми РУ 500 кВ № 1 и РУ 500 кВ № 2	ПАО «Россети»	2023	–
12	500 кВ	Строительство ПС 500 кВ АГХК с четырьмя автотрансформаторами 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	ООО «Амурский газохимический комплекс»	2023	4×250 МВА
13	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Сгигеево/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2023	2×40 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии(мощности), надежного функционирования ЕЭС России

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

На территории Амурской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

– энергорайон «Западная часть энергосистемы Амурской области».

2.1.1 Энергорайон «Западная часть энергосистемы Амурской области»

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне «Западная часть энергосистемы Амурской области».

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона «Западная часть энергосистемы Амурской области»

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	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 2С-220 кВ ПС 220 кВ Магдагачи переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП на величину до 64,6 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 64,6 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый. 2. Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 3. Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км каждая. 4. Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т. 5. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т. 6. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т. 7. Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый. 2. Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 3. Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км каждая. 4. Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т. 5. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т. 6. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т. 7. Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында

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 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-25
	19.06.2019	14,8
2020	16.12.2020	-25,9
	17.06.2020	15,2
2021	15.12.2021	-25,7
	16.06.2021	18,3
2022	21.12.2022	-30,7
	15.06.2022	19,0
2023	21.06.2023	-24,7
	20.12.2023	17,1

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 9 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной

перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	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											
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.												
1	ПС 110 кВ Волково	110	Т1	115	10	6,05	5,48	5,50	7,62	7,49	2,21	1,79	1,17	1,36	1,98	3,3											
		35		38,5																							
		10		11																							
		110	Т2	115													10	6,05	5,48	6,06	9,22	8,80	2,21	1,79	1,93	1,92	2,89
		35		38,5																							
		10		11																							

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Волково	Т1	ГДТН-10000/110	1972	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т2	ГДТН-10000/110	1975	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА									
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.				
1	ПС 110 кВ Волково	2022 / зима	16,84	ПС 110 кВ Волково	Филиал компании с ограниченной ответственностью по развитию и строительству моста «Амур» (Хэйлуцзян) в г. Благовещенске	09.02.2017	0343-ТП	2025	2,49	1,249	0,4	0,496	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41				
						10.03.2023	0226/23-ТП	2025	3,300	1,80	10	0,300										
						04.10.2023	4802/23-ТП	2024	0,987	0,0	10	0,494										
						ТУ для ТП менее 670 кВт (56 шт.)			2025	1,902	0,324	0,22–10							0,158			
						ПС 35 кВ Лозовое			ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2025							0,109	0,055	0,4	0,005
						ПС 35 кВ Садовое			ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2025							0,023	0,003	0,22–0,4	0,002
						ПС 35 кВ Николаевка			ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025							0,015	0,0	0,4	0,002
						ПС 35 кВ Муравьевка			ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025							0,020	0,015	0,4	0,001

ПС 110 кВ Волково.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 12,8 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-30,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

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

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,57 МВА).

Согласно информации от АО «ДРСК» в соответствии с ТУ для ТП ЗАО «Агрофирма «АНК» (от 20.02.2023 № 15-09/67/0226 заявленной мощностью 3,3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,84 + 1,57 + 0 - 3,3 = 15,11 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 3,3 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Волково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 25,9 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волково ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волково расчетный объем ГАО составит 3,11 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т1 и Т2 на трансформаторы мощностью не менее 15,11 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 Т1 и Т2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 Амурской области 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 Амурской области, 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

Мероприятия по обеспечению электроснабжения тяговых подстанций второго этапа развития Восточного полигона железных дорог открытого акционерного общества «Российские железные дороги».

В целях обеспечения электроснабжения тяговых подстанций второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД», в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

– строительство ПП 500 кВ Агорта с реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта № 1, реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта № 2, строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км (1×279,572 км), установка на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый;

– строительство ПС 500 кВ Даурия с установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой 167 МВА и установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар (1×501 МВА, 1×ШР-180 Мвар);

– строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км каждая;

- реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т;
- реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т;
- реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;
- реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 с подключением к ПС 500 кВ Даурия и образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 [3], предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- строительство ПС 220 кВ Невельская (2027 год);
- строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км (2027 год);
- строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км (2027 год);
- реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино (2027 год);
- строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая (2027 год);
- строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км (2027 год);
- реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая (2024 год);
- строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) (2024 год);
- строительство заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый (2024 год).

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024–2027 год.

Мероприятия, необходимые для обеспечения возможности длительной устойчивой параллельной синхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала), энергосистемой Амурской области и электроэнергетической системой Республики Саха (Якутия) (ОЭС Востока), а также с энергосистемами двух зарубежных государств: Республики Казахстан и Республики Монголия.

ОЭС Востока граничит с электроэнергетическими системами ОЭС Сибири: Иркутской области и Забайкальского края, а также с энергосистемой Китайской Народной Республики.

Вследствие недостаточной пропускной способности линий электропередачи 220 кВ, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири для обеспечения длительной устойчивой параллельной синхронной работы, ОЭС Востока работает изолированно

от остальной части ЕЭС России. Нормальными точками деления сети являются шинные разъединители 220 кВ СВ-1-220, СВ-2-220 на ПС 220 кВ Могоча, линейный разъединитель ВЛ 220 кВ Куанда – Чара (КЧ-49) на ПС 220 кВ Куанда и линейные разъединители ВЛ 220 кВ Нюя – Пеледуй № 1, 2 на ПС 220 кВ Пеледуй.

В зависимости от складывающейся режимно-балансовой и схемно-режимной ситуации осуществляется перенос точек раздела между ОЭС Сибири и ОЭС Востока в пределах нескольких приграничных подстанций.

Начиная с 2019 года последовательно осуществляется реализация мероприятий по объединению изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока. В рамках развития транспортно-инфраструктурных проектов, таких как нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», газопровод «Сила Сибири», построены транзиты 220 кВ, обеспечивающие электроснабжение перекачивающих станций.

В рамках модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали предусмотрено развитие электрических сетей вдоль Северобайкальского участка БАМ и строительство третьей цепи 220 кВ Холбон – Зилюво – Могоча.

Вышеуказанное сетевое строительство в совокупности с активным освоением минерально-сырьевой базы в Иркутской области, Республике Бурятия, Амурской области, Забайкальском крае, Республике Саха (Якутия) создают предпосылки для появления технической возможности объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока с минимальными дополнительными затратами.

Для обеспечения объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока в дополнение к уже принятым решениям в рамках плана ускоренной модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали рекомендуется реализация следующих мероприятий:

- строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км;

- строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км.

Кроме того, необходима установка дополнительных устройств противоаварийной автоматики, а также перенастройка действующих устройств РЗА, параметры которых должны уточняться при конкретном проектировании.

После завершения вышеупомянутых мероприятий параллельная синхронная работа ОЭС Сибири и ОЭС Востока будет осуществляться по электрическим связям, входящим во вновь образуемое контролируемое сечение «Восток – Сибирь», в состав которого входят следующие ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11;

- ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11;

- ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1;

- ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2;

- ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча;

- ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар;

- ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча.

Реализация предложенных мероприятий по объединению на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока позволит:

- обеспечить дополнительную передачу электрической энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока в маловодные годы;

– повысить надежность и качество электроснабжения потребителей, прежде всего тяговых транзитов БАМ и Транссибирской магистрали, питание которых в настоящее время осуществляется в консольном режиме вследствие наличия точек раздела;

– обеспечить совместную оптимизацию режимов работы электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Востока в рамках процедур конкурентных отборов выбора состава включенного генерирующего оборудования, рынка на сутки вперед и балансирующего рынка и распространение всех рыночных механизмов, применяемых в ценовых зонах оптового рынка, на территорию второй неценовой зоны, расположенной на территории Дальнего Востока.

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Амурской области приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Амурской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	2×25 МВА 2×40 МВА	2028	ПАО «Россети»
		2,249 км	2028	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 2025–2030 годы

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

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

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Амурской области

№ 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	Амурский газохимический комплекс	ООО «Амурский ГХК»	0,0	301,0	500	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 500 кВ Амурская ПС 220 кВ Новокиевка
2	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	404,6	205,0	220	2027	ПС 220 кВ Аячи/т ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т ПС 220 кВ Большая Омутная/т ПС 220 кВ Сгибеево/т ПС 220 кВ Уруша/т ПС 220 кВ БАМ/т ПС 220 кВ Сковородино/т ПС 220 кВ Ульручьи/т ПС 220 кВ Талдан/т ПС 220 кВ Гонжа/т ПС 220 кВ Магдагачи ПС 220 кВ Сулус/т ПС 220 кВ Чалганы/т ПС 220 кВ Сиваки/т ПС 220 кВ Мухинская/т ПС 220 кВ Шимановская/т ПС 220 кВ Ледяная/т ПС 220 кВ Михайло-Чесноковская/т ПС 220 кВ Белогорск/т ПС 220 кВ Короли/т

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
							ПС 220 кВ Завитая/т ПС 110 кВ Буря/т ПС 220 кВ Карьерный/т ПС 220 кВ Тарманчукан/т ПС 220 кВ Ядрин/т
3	Амурский газоперерабатывающий завод	ООО «Газпром Переработка Благовещенск»	25,1	177,9	220	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 500 кВ Амурская ПС 220 кВ Ледяная ПС 220 кВ Новокиевка
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
4	Объекты комплексного развития г. Свободный	МКУ «Стройсервис» г. Свободный	3,8271	19,28144	110	2025 2026	ПС 500 кВ Амурская
5	ПС 110 кВ Приамурская	ООО «КРДВ Амурская»	0,0	14,7	110	2027	ПС 110 кВ Волково ПС 110 кВ Ивановка
6	Строительство технической зоны (площадка № 1) объекта 1307	ФКП «Управление заказчика капитального строительства МО РФ»	0,0	10,2	220	2024	ПС 220 кВ Светлая ПС 220 кВ Энергия

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области на период 2025–2030 годов, представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11397	12176	13787	15231	15912	15900	15913
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	779	1611	1444	681	-12	13
Годовой темп прироста, %	–	6,84	13,23	10,47	4,47	-0,08	0,08

Потребление электрической энергии по энергосистеме Амурской области прогнозируется на уровне 15913 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 6,03 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 1611 млн кВт·ч или 13,23 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 12 млн кВт·ч или 0,08 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенные в таблице 13.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом в эксплуатацию Амурского газохимического комплекса и Амурского газоперерабатывающего завода;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- ростом добычи полезных ископаемых;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-1 и ВСТО-2 «Транснефть-Восток».

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1840	1932	2082	2299	2402	2402	2404
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	92	150	217	103	0	2
Годовой темп прироста, %	–	5,00	7,76	10,42	4,48	0,00	0,08
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6194	6302	6622	6625	6624	6619	6619

Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области к 2030 году прогнозируется на уровне 2404 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 4,60 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности прогнозируется в 2027 году и составит 217 МВт или 10,42 %, что обусловлено намечаемым ростом потребления объектами ОАО «РЖД» и вводом промышленных объектов; наименьший прирост мощности прогнозируется в 2030 году в размере 2 МВт или 0,08 %. В 2029 году прирост потребления мощности отсутствует.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период уплотняется по сравнению с отчетным периодом, что объясняется вводом промышленных объектов с непрерывным и полунепрерывным циклом работы. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6619 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

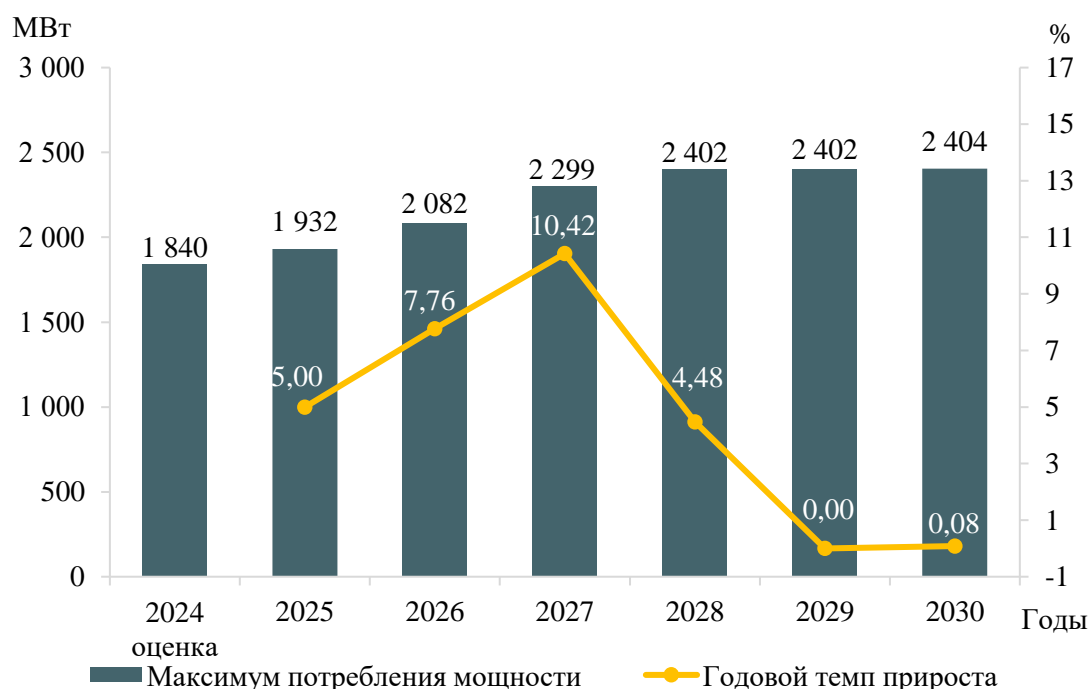


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Амурской области в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 450 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Амурской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Амурской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	–	450	–	–	450
ТЭС	–	–	–	–	450	–	–	450

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области в 2030 году составит 4757 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Амурской области по сравнению с отчетным годом доля ГЭС снизится с 84,98 % до 76,94 %, доля ТЭС возрастет с 15,02 % до 23,06 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области, представлена на рисунке 7.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	4307	4307	4307	4307	4757	4757	4757
ГЭС	3660	3660	3660	3660	3660	3660	3660
ТЭС	647	647	647	647	1097	1097	1097

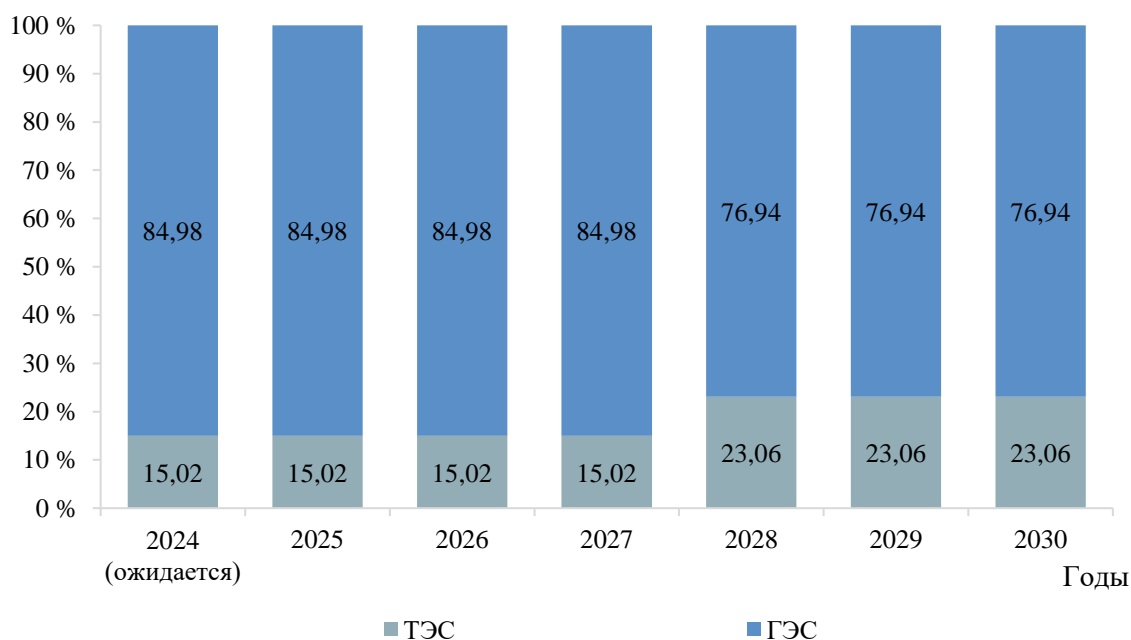


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Амурской области 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 2024–2030 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 18.

Таблица 18 – 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	Необходимый год реализации							Основание		
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030	
1	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	279,572	–	–	–	–	–	–	–	279,572	<p>1. Распоряжение 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 (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-Инвест-Проект», ООО «Удоканская медь», ООО «КРДВ «Южная Якутия», АО «Полос Алдан», АО «Прииск Соловьевский», АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»)</p>
		ПАО «Россети»	500	Мвар	2×180	–	–	–	–	–	–	–	360	
2	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) 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	
		ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	–	180+60	
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	–	1,47	
4	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км	ПАО «Россети»	220	км	1,581 1,598	–	–	–	–	–	–	–	3,179	
5	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	0,586	–	–	–	–	–	–	–	0,586	
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	–	1,47	
7	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	1,281	–	–	–	–	–	–	–	1,281	

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 Амурской области

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

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	279,572	–	–	–	–	–	–	–	279,572	1. Распоряжение 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 (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-Инвест-Проект», ООО «Удоканская медь», АО «Полос Алдан», АО «Прииск Соловьевский», ООО «Южно-Верхоянские энергосети»)	ОАО «РЖД»	379,251	178,124
2	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	2×180	–	–	–	–	–	–	360	ООО «Рудник Таборный»		–	20	
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+167	–	–	–	–	–	–	501+167	ООО «Антрацит-Инвест-Проект»		–	30	
4	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60	ООО «Удоканская медь»		–	146	
5	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	1,47	ООО «КРДВ «Южная Якутия»		–	57,981	
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	1,581 1,598	–	–	–	–	–	–	3,179	АО «Полос Алдан»		–	40	
7	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	0,586	–	–	–	–	–	–	0,586	АО «Прииск Соловьевский»		13	9	
8	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	1,47	ООО «Южно-Верхоянские энергосети»		21	11,9	
9	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	1,281	–	–	–	–	–	–	1,281					

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт		
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030						
10	Строительство ПС 220 кВ Невельская	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС	ПАО «РусГидро»	570	450	
11	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,2 2	–	–	–	–	3,2					
12	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,1 2,6	–	–	–	–	3,7					
13	Реконструкция КВЛ 220 кВ Скородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Скородино	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	11,2	–	–	–	–	11,2					
14	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×193	–	–	–	–	386					
15	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	163	–	–	–	–	163					
16		ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»)	ООО «Удоканская медь»	–	196	
17	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	–	104					ООО «Антрацит-Инвест-Проект»
																		ООО «Рудник Таборный»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
18	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит)	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	–	30
19	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	–	0,2				
20	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 120 Мвар	ОАО «РЖД»	220	Мвар	1×80 1×40	–	–	–	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	93,037	111,876
21	Реконструкция ПС 500 кВ Амурская со строительством РУ 110 кВ с двумя ячейками для присоединения ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) I цепь, ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) II цепь	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Стройсервис» города Свободного	МКУ «Стройсервис» города Свободного	–	23,10854
22	Строительство ПС 110 кВ Импульс (Новый ЦП) с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50				
23	Строительство двух ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) ориентировочной протяженностью 1,7 км каждая	АО «ДРСК»	110	км	–	2×1,7	–	–	–	–	–	–	3,4				
24	Строительство ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурей/т ориентировочной протяженностью 4 км	ОАО «РЖД»	110	км	4	–	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	22,033	12,99
25	Реконструкция ПС 110 кВ Бурей/т с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40				
26	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	220	км	–	–	–	55	–	–	–	–	55	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	–	30
27	Реконструкция ПС 220 кВ БАМ/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»	33,389	10,77
28	Реконструкция ПС 220 кВ Сулус/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»	26,309	18,2
29	Реконструкция ПС 220 кВ Талдан/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»	30,344	18,75
30	Реконструкция ПС 220 кВ Михайло Чесноковская/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»	32,739	21,35
31	Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск/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»	31,361	17,83

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
32	Реконструкция ПС 220 кВ Короли/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»	27,775	17,25
33	Реконструкция ПС 220 кВ Тарманчукан/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»	33,944	19,718
34	Реконструкция ПС 220 кВ Ядрин/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»	33,785	15,826
35	Реконструкция ПС 220 кВ Сквородино/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»	31,782	22,58
36	Реконструкция ПС 220 кВ Карьерный/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»	25,762	25,734
37	Строительство шинпровода от ПС 220 кВ Архара до ПС 220 кВ Карьерный/т ориентировочной протяженностью 0,3 км	ОАО «РЖД»	220	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3				
38	Строительство КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП ориентировочной протяженностью 60 км	ПАО «Россети»	220	км	60	–	–	–	–	–	–	60	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»	ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»	49	–
39	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1 на ПП 220 кВ Золотинка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×1	–	–	–	2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Рудник Таборный»	ООО «Рудник Таборный»	–	20
40	Реконструкция ПС 110 Игнатьево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АБС Благовещенск»	ООО «АБС Благовещенск»	–	3
41	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 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	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Агрофирма АНК»	ЗАО «Агрофирма АНК»	1,8	1,5
42	Строительство ВЛ 220 кВ Сквородино – Прииск ориентировочной протяженностью 50 км	АО «Прииск Соловьевский»	220	км	–	–	–	50	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Прииск Соловьевский»	АО «Прииск Соловьевский»	13,0	9,0
43	Строительство ПС 220 кВ Прииск с трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Прииск Соловьевский»	220	МВА	–	–	–	25	–	–	–	25				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
44	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка на ПС 110 кВ Приамурская ориентировочной протяженностью 6 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	–	2×6	–	–	–	12	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «КРДВ «Амурская»	ООО «КРДВ «Амурская»	–	14,7
45	Строительство ПС 110 кВ Приамурская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	–	2×16	–	–	–	32				

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 обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 20.

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	324	–	–	324	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	279,572	–	–	–	–	–	–	279,572	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «КРДВ «Южная Якутия», АО «Полюс Алдан», АО «Прииск Соловьевский»)
		ПАО «Россети»	500	Мвар	2×180	–	–	–	–	–	–	360	
3	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) 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	
		ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60	
4	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 и 1,598 км	ПАО «Россети»	220	км	1,581 1,598	–	–	–	–	–	–	3,179	
5	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	0,586	–	–	–	–	–	–	0,586	
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	1,47	
7	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	1,47	
8	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	1,281	–	–	–	–	–	–	1,281	
9	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×25 2×40	–	–	130	Реновация основных фондов
		ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2,249	–	–	2,249	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
10	Строительство ПС 220 кВ Невельская	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС
11	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,2 2	–	–	–	3,2	
12	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,1 2,6	–	–	–	3,7	
13	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сквородино	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	11,2	–	–	–	11,2	
14	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×193	–	–	–	386	
15	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	163	–	–	–	163	
16	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»)
		ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	104	
17	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит)	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АнтрацитИнвестПроект»
18	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	

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 обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 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	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 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Агрофирма «АНК»

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 мероприятий по развитию электрической сети Амурской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 26@ инвестиционной программы АО «ДРСК» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК», утвержденную приказом Минэнерго России 06.12.2022 № 34@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 24.09.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Амурской области по годам представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Амурской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	17162	10751	18066	26653	4042	4926	788	82390

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

В Амурской области реализуемые и перспективные мероприятия по развитию распределительных электрических сетей, включенные в схему и программу развития электроэнергетических систем России, в полном объеме включены в утвержденные инвестиционные программы территориальных сетевых организаций. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Амурской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Амурской области 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 Амурской области оценивается в 2030 году в объеме 15913 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 6,03 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области к 2030 году увеличится и составит 2404 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,60 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6302–6625 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Амурской области в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 450 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области в 2030 году составит 4757 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1086,765 км, трансформаторной мощности 1230 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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.11.2024).

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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

3. 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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

4. 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 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
						Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Амурской области														
Зейская ГЭС	ПАО «РусГидро»													
		1	Д-45-2556-В-600	-	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0		
		2	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		3	Д-45-2556-В-600		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		4	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		5	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		6	Д-45-2556-В-600		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
Установленная мощность, всего		-	-		1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0		
Благовещенская ТЭЦ	АО «ДГК»													
		1	ПТ-60/75-130/13-7	Уголь, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		2	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	Т-120/140-12,8-2		124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	
Установленная мощность, всего		-	-		404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0		
Райчихинская ГРЭС	АО «ДГК»													
		6	К-50-90-3	Уголь, мазут	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		7	П-33/50-90/8		33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	
Установленная мощность, всего		-	-		83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0		
Бурейская ГЭС	ПАО «РусГидро»													
		1	РО-140/0942-В-625	-	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0		
		2	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		3	РО-140/0943-В-615		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		4	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		5	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		6	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
Установленная мощность, всего		-	-		2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0		
Нижне-Бурейская ГЭС	ПАО «РусГидро»													
		1	ПЛ30-В-630	-	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
		2	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		-	-		320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0		
Свободненская ТЭС	ООО «Свободненская ТЭС»													
		1	ПК-80-130/16	Газ	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
		2	ПК-80-130/16		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	ПГУ							450,0	450,0	450,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
Установленная мощность, всего		-	-		160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	610,0	610,0	610,0		

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 Амурской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Амурской области	Амурская область	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 279,572 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	279,572	–	–	–	–	–	–	279,572	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
				ПАО «Россети»	500	Мвар	2×180	–	–	–	–	–	–	360				
2	Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) 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	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
					500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60				
3	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,581 км и 1,598 км	ПАО «Россети»	220	км	1,581 1,598	–	–	–	–	–	–	3,179	2024			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
4	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	0,586	–	–	–	–	–	–	0,586	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	44171,00	19171,34
5	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	1,47	2024			
6	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,47 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	1,47	–	–	–	–	–	–	1,47	2024			
7	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,281 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	1,281	–	–	–	–	–	–	1,281	2024			
8	Забайкальского края, Амурской области	Забайкальский край, Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	324	–	–	324	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	26747,78	26727,25

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
9	Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 220 кВ Невельская ³⁾	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
10	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км ³⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,2 2	–	–	–	3,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
11	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тынды – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км ³⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,1 2,6	–	–	–	3,7	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	49718,26	49207,98
12	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тынды № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сквородино ³⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	11,2	–	–	–	11,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
13	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	Амурская область, Республика Саха (Якутия)	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая ³⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×193	–	–	–	386	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
14	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км ³⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	163	–	–	–	163	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
15	Амурской области	Амурская область	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ³⁾	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
16	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый ³⁾	ПАО «Россети»	220	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	7400,97	7366,47

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
17	Амурская область	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая ³⁾	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
				ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	–	104			
18	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 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	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	691,19	691,19

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
19	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	2028	Реновация основных фондов	10351,15	5636,98
			ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80					
			ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2,249	–	–	2,249					

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, 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 такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3³⁾ Мероприятие по развитию электрической сети осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям при реализации инвестиционных проектов, за счет платы за их технологическое присоединение после разработки проектной документации, получения положительного заключения экспертизы и установления соответственно платы за технологическое присоединение, определение параметров строительства таких объектов осуществляется в рамках соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту.