

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Амурской области.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	17
2.1.1 Энергорайон № 1	17
2.1.2 Энергорайон № 2	19
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	23
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	23
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	29
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	29
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	31
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	31
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	32
2.3.3 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	32
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	33
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Амурской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	33
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	36
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	37
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	38
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	40
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	40
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.....	44
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	49
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	51
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	53
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	54
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	55
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	56

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	57
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	58

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АТГ	–	автотрансформаторная группа
БАМ	–	Байкало-Амурская магистраль
В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ОВ	–	обходной выключатель
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВСТО	–	нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий Океан
ВЧ	–	высокочастотный
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 37 °С
ИП	–	индивидуальный предприниматель
ИПР	–	инвестиционная программа развития
ИРМ	–	источник реактивной мощности
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛАПНУ	–	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
летний режим максимальных	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха

нагрузок при ТНВ +20 °С		территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДН	–	минимально допустимое напряжение
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МКУ	–	Муниципальное казенное учреждение
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПРД	–	передатчик УПАСК
ПРМ	–	приемник УПАСК
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
Р	–	разъединитель
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УВ	–	управляющее воздействие

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УТМ	– устройство телемеханики
ФКУ	– фильтрокомпенсирующее устройство
ФОЛ	– фиксация отключения линии электропередачи
ФОСШ	– фиксация отключения системы (секции) шин
ЦП	– центр питания
ШР	– шунтирующий реактор
ЭС	– электроэнергетическая система, энергосистема
ЭЭ	– электрическая энергия
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Амурской области за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Амурской области на период до 2028 года, в том числе:

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

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема 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 ЕНЭС 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 энергосистемы Амурской области

Энергосистема Амурской области связана с энергосистемами:

- Хабаровского края (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт.;

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

- Республики Саха (Якутия) (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 2 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 максимального потребления мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей на территории Амурской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	540
Объекты ВСТО-2 (НПС-20,21,23,24,26,27,29)	117
Более 10 МВт	
АО «Покровский рудник»	61
ООО «Албынский рудник»	56
ООО «Маломырский рудник»	
ООО «ГЭХ Инжиниринг» (Амурский ГПЗ)	52
ООО «Березитовый рудник»	15
АО «Амуруголь» (Ерковецкий разрез)	11
АО «ЦЭНКИ» (космодром «Восточный»)	11

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области на 01.01.2022 составила 4307,0 МВт, в том числе: ГЭС – 3660,0 МВт, ТЭС – 647,0 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	4147,0	–	–	–	–	4307,0
ГЭС	3660,0	–	–	–	–	3660,0
ТЭС	487,0	160,0	–	–	–	647,0

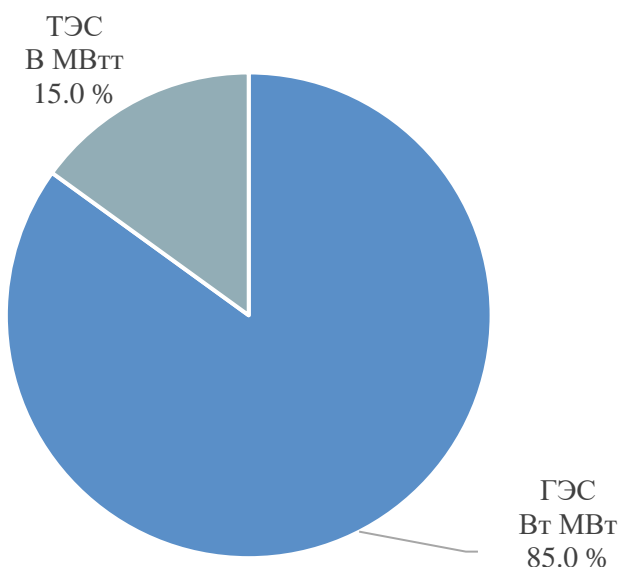


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области по состоянию на 01.01.2022

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

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

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8306	8430	8863	9124	9602
Годовой темп прироста, %	-0,76	1,49	5,14	2,94	5,24
Максимум потребления мощности, МВт	1377	1391	1467	1470	1653
Годовой темп прироста, %	-1,43	1,02	5,46	0,20	12,43
Число часов использования максимума потребления мощности	6032	6060	6042	6207	5810
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	24.12 04:00	18.12 04:00	27.12 12:00	22.01 04:00	23.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-26	-25,5	-30,7	-23,9	-30,6

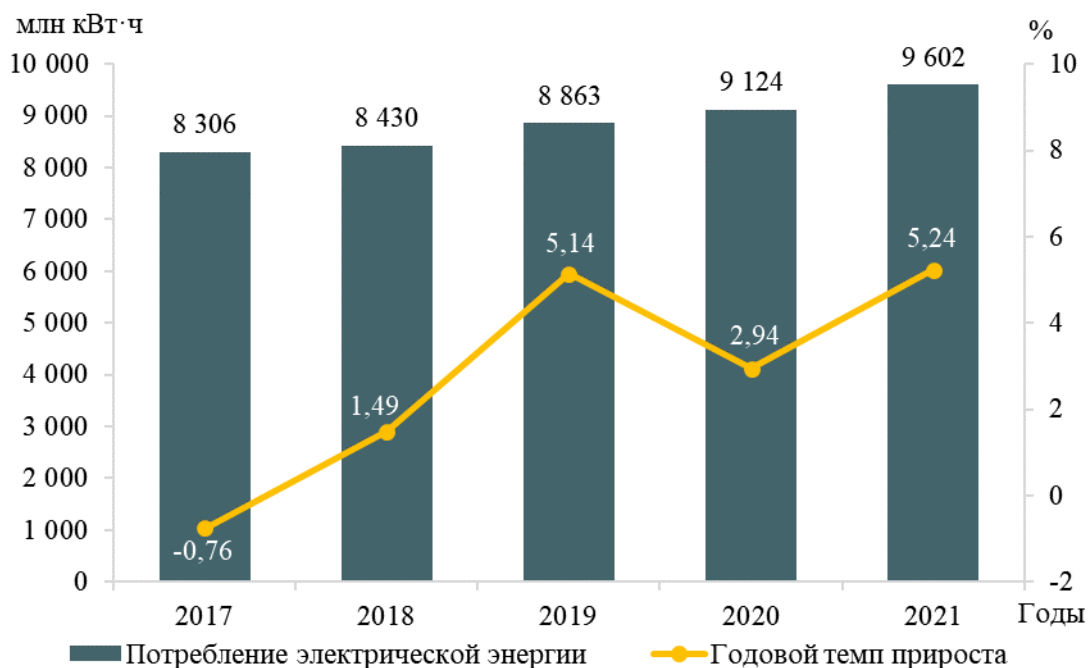


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

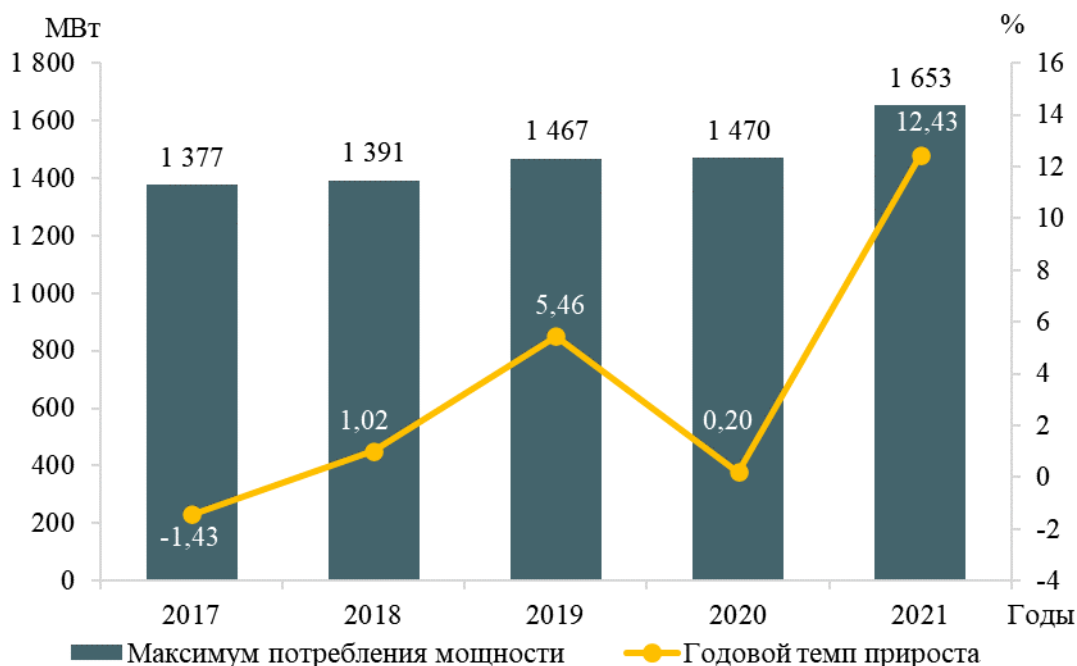


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области выросло на 1232 млн кВт·ч и составило в 2021 году 9602 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,78 %. Наибольший годовой прирост составил 5,14 % в 2021 году, наибольшее снижение – 0,76 % в 2017 году.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области вырос на 256 МВт и составил 1653 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,42 %.

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 2017 году составило 1,43 %.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-2 ООО «Транснефть-Дальний Восток»;
- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта;
- повышением потребления золотодобывающих компаний;
- значительной разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет, а также в 2022 году на территории Амурской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Амурской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство заходов на ПС 220 кВ Свободненская ТЭС от ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная ориентировочной протяженностью 15 км	ПАО «Россети»	2018	15 км
2	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1 ориентировочной протяженностью 268 км	ПАО «Россети»	2018	268 км
3	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки на ПС 220 кВ НПС-23 ориентировочной протяженностью 5 км с образованием ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23 и ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки	ПАО «Россети»	2019	4,93 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 2 ориентировочной протяженностью 4,3 км	АО «ДРСК»	2020	4,31 км
13	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сиваки – КС-7 № 2 ориентировочной протяженностью 9 км	АО «ДРСК»	2020	9,21 км
14	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка на Свободненскую ТЭС ориентировочной 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
15	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АППЗ №2 ориентировочной протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
16	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АППЗ №3 ориентировочной протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
17	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АППЗ №4 ориентировочной протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
18	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Новокиевка на ПС 220 кВ Строительная ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Строительная	ПАО «Россети»	2021	2,26 км
19	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сиваки – КС-7 № 1 ориентировочной протяженностью 8,61 км	АО «ДРСК»	2021	8,61 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Призейская с установкой ШР 220 кВ мощностью 100 Мвар	ПАО «Россети»	2018	1×100 Мвар
2	220 кВ	Строительство ПП 220 кВ Зея	ПАО «Россети»	2019	–
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-7а с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×10 МВА
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-23 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый	Абонентская	2019	2×25 МВА
5	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-26 с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый	Абонентская	2019	2×25 МВА
6	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Рудная с автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2019	1×63 МВА
7	220 кВ	Установка автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА на Свободненской ТЭС	ПАО «ОГК-2»	2019	1×125 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ КС-7 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×10 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Маслозавод с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×25 МВА
10	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Строительная с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×40 МВА
11	220 кВ	Реконструкция Свободненской ТЭС с установкой трех автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «ОГК-2»	2021	3×125 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

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

- энергорайон № 1 – транзит 220 кВ Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т – Могоча;
- энергорайон № 2 – западная часть энергосистемы Амурской области.

2.1.1 Энергорайон № 1

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 1 «транзит 220 кВ Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т – Могоча».

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 1

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С в случае аварийного отключения КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 с отказом выключателя на ПС 220 кВ Сквородино (отключены КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 (с обеих сторон), ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т, ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан (со стороны ПС 220 кВ Сквородино)) режим не балансируется (напряжение на шинах 220 кВ ПС 220 кВ транзита Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т – Могоча ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Уровень напряжения на шинах 220 кВ ПС 220 кВ БАМ/т ниже АДН. <i>Допустимые параметры:</i> значение АДН на шинах 220 кВ ПС 220 кВ БАМ/т составляет 169,4 кВ	Отсутствуют	Установка ИРМ на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т. Мощность ИРМ должна составлять не менее 81 Мвар	Отсутствуют	–
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С в случае аварийного отключения КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 в схеме ремонта 1С-220 кВ на ПС 220 кВ Сквородино (ремонт ШР-220 1С ОВ; выполнен перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме) с учетом установки ИРМ на ПС 220 кВ Ерофей Павлович режим не балансируется (напряжение на шинах 220 кВ ПС 220 кВ транзита Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т – Могоча ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 23,8 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным оборудованием (до 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Уровень напряжения на шинах 220 кВ ПС 220 кВ БАМ/т ниже АДН. <i>Допустимые параметры:</i> значение АДН на шинах 220 кВ ПС 220 кВ БАМ/т составляет 169,4 кВ	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ БАМ/т устройства АОСН с действием на ОН в объеме до 23,8 МВт ¹⁾	Отсутствуют	–

Примечание – ¹⁾ С учетом выполнения следующих мероприятий: строительство ПП 500 кВ Агорта (установка двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар) с реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 (5,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 1 (352 км), реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 (4,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 2 (357 км), строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия (280 км), строительство ПС 500 кВ Даурия (установка одной АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой мощностью 167 МВА, одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар), строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино (2 км), реконструкция ВЛ 220 кВ, присоединенных к ПС 220 кВ Сквородино для подключения к ПС 500 кВ Даурия, предусмотренных ИПР Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, с реализацией в 2024 году, создание на ПС 220 кВ БАМ/т устройства АОСН нецелесообразно.

2.1.2 Энергорайон № 2

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 2 «Западная часть энергосистемы Амурской области».

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 2

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С в единичной ремонтной схеме 2С-220 кВ ПС 220 кВ Магдагачи (отключены ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи, ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т) переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 217 МВт</p>	<p>Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме</p>	<p>Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 312 МВт (328 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 95 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).</p> <p>С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 229 МВт (269 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 85 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).</p>	<p>Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 144 МВт</p>	<p>Выполнение модернизации комплекса ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующего управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ЛЭП и электросетевого оборудования на транзите 220 кВ Ключевая – Сулус/т – Магдагачи. Объем УВ должен составлять не менее 144 МВт</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>
<p>В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С в единичной ремонтной схеме Блока 3 Нерюнгринской ГРЭС переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 63 МВт</p>	<p>Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме</p>	<p>Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 453 МВт (116 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 390 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).</p> <p>С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 367 МВт (105 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 350 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).</p>	<p>Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт</p>	<p>Выполнение модернизации комплекса ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующего управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении 2С 220 ПС 220 кВ Тынды. Объем УВ должен составлять не менее 17 МВт</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -37 °С в единичной ремонтной схеме одной ВЛ на транзите Магдагачи – Сквородино переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 166 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	<p>Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 321 МВт (207 % от МДП).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 155 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).</p> <p>С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 234 МВт (161 % от МДП).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 145 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)</p>	Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 89 МВт	Выполнение модернизации комплекса ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующего управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ЛЭП и электросетевого оборудования на транзите 220 кВ Магдагачи – Сквородино. Объем УВ должен составлять не менее 89 МВт	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в двойной ремонтной схеме ¹⁾ одной ВЛ 220 кВ на транзите Магдагачи – Сквородино и Блока 3 Нерюнградской ГРЭС переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 76 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме ¹⁾	<p>Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 236 МВт (148 % от МДП).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 160 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).</p> <p>С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 175 МВт (117 % от МДП).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 150 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)</p>	Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	Выполнение модернизации комплекса ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующего управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ЛЭП и электросетевого оборудования на транзите 220 кВ Магдагачи – Сквородино. Объем УВ должен составлять не менее 25 МВт	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в двойной ремонтной схеме ¹⁾ 2С-220 кВ на ПС 220 кВ Магдагачи и Блока 3 Нерюнградской ГРЭС переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 94 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме ¹⁾	<p>Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 234 МВт (167 % от МДП).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 140 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).</p> <p>С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 171 МВт (132 % от МДП).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 130 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)</p>	Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	Выполнение модернизации комплекса ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующего управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ЛЭП и электросетевого оборудования на транзите 220 кВ Ключевая – Сулус/т – Магдагачи. Объем УВ должен составлять не менее 41 МВт	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С в двойной ремонтной схеме¹⁾ ВЛ 220 кВ с разрывом транзита Магдагачи – Сквородино переток по контролируемому сечению «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 73 МВт</p>	<p>Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме¹⁾</p>	<p>Расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 153 МВт (191 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 80 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»).</p> <p>С учетом переноса точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка расчетный переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» составляет 90 МВт (129 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 70 МВт (КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)</p>	<p>Перенос точки раздела ОЭС Сибири – ОЭС Востока на ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка в ремонтной схеме. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт</p>	<p>Выполнение модернизации комплекса ЛАПНУ Зейской ГЭС, реализующего управляющие воздействия на отключение нагрузки в энергорайоне № 2 и ЭС Республики (Саха) Якутия при отключении ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская. Объем УВ должен составлять не менее 20 МВт</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>

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

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (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
2017	20.12.2017	-23,6
	21.06.2017	20,4
2018	19.12.2018	-24,1
	20.06.2018	14,9
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

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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 Филиал АО «ДРСК» Амурские электрические сети

По данным филиала АО «ДРСК» Амурские электрические сети рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в

целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 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 нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет в энергосистеме Амурской области

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Волково	110	T-1	ТДТН- 10000/110 У1	115/35/10	10	1972	87	6,00	5,26	4,78	5,83	5,84	4,29	2,62	1,25	3,18	1,25	1,15
			T-2	ТДТН- 10000/110 У1	115/35/10	10	1975	91	7,89	5,32	6,87	5,07	6,50	0	2,93	2,73	0,85	2,05	2,4

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Волково	T-1	ТДТН-10000/110У1	1972	87	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110У1	1975	91	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 ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Волково	2017	13,89	ПС 110 кВ Волково	Усадьба СЗ ООО	№ 1667-ТП	28.06.2016	2022	70	0	0,4	2,71	13,251	13,251	13,251	13,251	13,251	13,251
				ПС 110 кВ Волково	Амур (Хэйлунцзян) в г. Благовещенске Филиал КОО	№ 0364-ТП	27.02.2017	2022	1 750	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2643/19-ТП	16.07.2019	2022	100	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2652/21-ТП	05.07.2021	2023	50	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Агрофирма АНК ЗАО	№ 4703/21-ТП	02.09.2021	2023	1 000	800	10							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 6883/21-ТП	27.12.2021	2023	50	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 7044/21-ТП	24.12.2021	2023	50	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 7570/21-ТП	27.12.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 7748/22-ТП	24.02.2022	2023	15	15	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Поярковская птицефабрика ООО	№ 7874/21-ТП	17.03.2022	2023	100	200	10							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0183/22-ТП	10.02.2022	2023	5	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0572/22-ТП	16.02.2022	2023	10	5	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0912/22-ТП	21.03.2022	2023	100	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1005/22-ТП	14.03.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1588/22-ТП	29.03.2022	2023	6	9	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1626/22-ТП	02.04.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1966/22-ТП	19.04.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2483/22-ТП	11.05.2022	2023	7	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2659/22-ТП	15.06.2022	2023	25	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2848/22-ТП	24.05.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2871/22-ТП	24.05.2022	2023	5	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2964/22-ТП	25.05.2022	2023	9	6	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3077/22-ТП	30.05.2022	2023	6	9	0,4							
ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3082/22-ТП	06.06.2022	2023	15	0	0,4											
ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3293/22-ТП	01.06.2022	2023	9	6	0,4											
ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3490/22-ТП	14.06.2022	2023	10	0	0,22											
ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3492/22-ТП	14.06.2022	2023	10	0	0,22											

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3625/22-ТП	14.06.2022	2023	15	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3651/22-ТП	14.06.2022	2023	15	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Миля ООО	№ 1736/21-ТП	13.05.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3863/21-ТП	16.07.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 4469/21-ТП	18.08.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 4565/21-ТП	20.08.2021	2023	15	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 4964/21-ТП	09.09.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Асгард ООО	№ 4966/21-ТП	13.09.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 5375/21-ТП	23.09.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Мидгард ООО	№ 5933/21-ТП	21.10.2021	2023	149	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 6456/21-ТП	26.11.2021	2023	9	6	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 6516/21-ТП	10.11.2021	2023	15	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 7025/21-ТП	25.11.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 7126/21-ТП	09.12.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 7696/21-ТП	27.12.2021	2023	9	6	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Мобильные ТелеСистемы ПАО	№ 0507/22-ТП	22.02.2022	2023	10	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0880/22-ТП	28.02.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0915/22-ТП	25.02.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1035/22-ТП	16.03.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1140/22-ТП	16.03.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1202/22-ТП	16.03.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1234/22-ТП	21.03.2022	2023	9	6	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1425/22-ТП	11.04.2022	2023	9	6	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1520/22-ТП	06.04.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1589/22-ТП	04.04.2022	2023	100	0	10							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1910/22-ТП	20.04.2022	2023	7	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2018/22-ТП	27.04.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2080/22-ТП	28.04.2022	2023	8,750	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2100/22-ТП	18.04.2022	2023	1	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1779	06.06.2014	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2406-ТП	25.08.2015	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Амур (Хэйлунцзян) в г. Благовещенске Филиал КОО	№ 0343-ТП	10.02.2017	2023	2 950	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0374-ТП	14.03.2017	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0524-ТП от 06.03.17	09.03.2017	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Пивняк Г.Н. ИП ГКФХ	№ 1168-ТП	18.04.2018	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 1877-ТП	17.05.2018	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2029/18-ТП	24.05.2018	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3771/18-ТП	06.09.2018	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 4259/18-ТП	01.10.2018	2022	6	9	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 5467/18-ТП	19.11.2018	2022	60	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 691/19-ТП	06.03.2019	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0804/19-ТП	14.03.2019	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0805/19-ТП	14.03.2019	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0806/19-ТП	14.03.2019	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2292/19-ТП	18.06.2019	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2514/19-ТП	01.07.2019	2022	9	0	0,22							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3060/19-ТП	30.07.2019	2022	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3330/19-ТП	02.09.2019	2022	150	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 4390/19-ТП	15.10.2019	2022	150	0	0,4							

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное подключение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0306/20-ТП	27.02.2020	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Чжан Р.Г.КФХ	№ 2213/20-ТП	07.07.2020	2023	60	0	10							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 3562/20-ТП	07.10.2020	2023	150	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 5051/20-ТП	09.11.2020	2023	10	5	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Квант-Амур ООО	№ 5337/20-ТП	28.12.2020	2023	50	0	10							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 0655/21-ТП	09.03.2021	2023	150	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 2779/21-ТП	08.06.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Физ.лицо	№ 4003/21-ТП	21.07.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 110 кВ Волково	Усадьба СЗ ООО	№ 0451/22-ТП	21.02.2022	2023	5	70	0,4							
				ПС 35 кВ Лозовое	Физ.лицо	№ 0564/22-ТП	10.02.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 35 кВ Лозовое	Физ.лицо	№ 2727/22-ТП	23.05.2022	2023	6	9	0,4							
				ПС 35 кВ Лозовое	Физ.лицо	№ 3402/22-ТП	11.06.2022	2023	6	9	0,4							
				ПС 35 кВ Лозовое	Физ.лицо	№ 3663/22-ТП	14.06.2022	2023	6	9	0,4							
				ПС 35 кВ Лозовое	Физ.лицо	№ 0265/22-ТП	01.02.2022	2023	6	9	0,4							
				ПС 35 кВ Лозовое	Физ.лицо	№ 2134/22-ТП	28.04.2022	2023	6	9	0,4							
				ПС 35 кВ Лозовое	Физ.лицо	№ 2911/18-ТП	03.08.2018	2022	15	0	0,4							
				ПС 35 кВ Лозовое	Физ.лицо	№ 1355/19-ТП	06.05.2019	2022	15	0	0,4							
				ПС 35 кВ Лозовое	Физ.лицо	№ 2183/21-ТП	12.05.2021	2022	15	0	0,4							
				ПС 35 кВ Садовое	Физ.лицо	№ 7607/21-ТП	24.12.2021	2023	15	0	0,4							
				ПС 35 кВ Садовое	Администрация Садовского сельсовета	№ 0481/22-ТП	11.02.2022	2023	12	0	0,4							
				ПС 35 кВ Садовое	Физ.лицо	№ 1817/22-ТП	09.04.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 35 кВ Садовое	Физ.лицо	№ 1818/22-ТП	10.04.2022	2023	15	0	0,4							
				ПС 35 кВ Садовое	Физ.лицо	№ 5178/21-ТП	20.09.2021	2022	6	9	0,4							
				ПС 35 кВ Садовое	Физ.лицо	№ 1789/22-ТП	12.04.2022	2023	6	9	0,4							
				ПС 35 кВ Садовое	Физ.лицо	№ 1954/22-ТП	13.04.2022	2023	6	9	0,4							

ПС 110 кВ Волково.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 13,89 МВА. В ПАР трансформатора Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1), с учетом возможного перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 3,55 МВА, составит 86 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-18,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20 (применяется принцип линейной интерполяции).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,91 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 13,25 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) составит 110,4 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волково ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волково расчетный объем ГАО составит 1,2 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 13,89 + 2,91 + 0 - 3,55 = 13,25 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,25 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Предложения от сетевых организаций 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

2.2.3.1 Филиал АО «ДРСК» Амурские электрические сети

Реконструкция КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная № 1 с отпайками (устройство захода второй цепи на ПС 110 кВ Кирпичная).

Собственником ПС представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии, представленные в таблице 12. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

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

Реконструкция ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1 с отпайками (устройство захода второй цепи на ПС 110 кВ Кооперативная).

Собственником ПС представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии, представленные в таблице 12. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

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

Таблица 12 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах энергосистемы Амурской области

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω , 1/год	T_v , ч	μ , 1/год	$T_{пл}$, ч	n , 1/год	T_{max} , ч	ΔW , кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
1	ПС 110 кВ Кирпичная	Отключение КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная № 1 с отпайками	4100	Т	110	3	–	–	0,2	0,7	0	0	0	0	690	–	–
2	ПС 110 кВ Кооперативная	Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1 с отпайками	5690	Т	110	3	–	–	0,6	0,339	0	0	0	0	4316	–	–

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Мероприятия для увеличения пропускной способности контролируемого сечения «ОЭС – Запад Амурэнерго».

В целях увеличения пропускной способности контролируемого сечения «ОЭС – Запад Амурэнерго» и исключения необходимости ввода ГАО в режимах зимних максимальных нагрузок предусмотрено выполнение следующих мероприятий (реализуются в рамках комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р):

– 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 280 км (1×280 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 2 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.

Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча.

В целях увеличения пропускной способности линий электропередачи 220 кВ, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири, для обеспечения возможности длительной устойчивой параллельной синхронной работы, необходимо строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км (1×324 км).

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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В энергосистеме Амурской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 13 приведены данные о планируемых к вводу мощностях основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Амурской области.

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Амурский газохимический комплекс	ООО «Амурский ГХК»	0,0	301,0	220	2023	ПС 500 кВ Амурская ПС 220 кВ Новокиевка
2	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	379,251	205,0	220	2024	ПС 220 кВ Аячи/т ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т ПС 220 кВ Большая Омутная/т ПС 220 кВ Сгибеево/т (новая) 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 ПС 220 кВ Завитая/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 Буряя/т ПС 220 кВ Карьерный/т ПС 220 кВ Тарманчукан/т ПС 220 кВ Ядрин/т
3	Амурский газоперерабатывающий завод	ООО «Газпром Переработка Благовещенск»	25,126	177,9	220	2023	ПС 500 кВ Амурская ПС 220 кВ Ледяная ПС 220 кВ Новокиевка
Более 10 МВт							
4	Объекты комплексного развития г. Свободный	МКУ «Стройсервис» города Свободный	1,4	25,2	110	2023	ПС 500 кВ Амурская
5	Строительство технической зоны (площадка № 1) объекта 1307	ФКП «Управление заказчика капитального строительства МО РФ»	0,0	10,2	220	2023	ПС 220 кВ Светлая ПС 220 кВ Энергия

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11021	13111	14248	15403	15416	15481
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч		2090	1137	1155	13	65
Годовой темп прироста, %		18,96	8,67	8,11	0,08	0,42

Потребление электрической энергии по энергосистеме Амурской области прогнозируется на уровне 15481 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 7,06 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 2090 млн кВт·ч или 18,96 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 13 млн кВт·ч или 0,08 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области представлено на рисунке 4.



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

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;
- комплексным развитием социальной инфраструктуры;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-1 и ВСТО-2 «Транснефть-Восток».

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области на период 2023–2028 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1854	2223	2481	2476	2478	2482
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт		369	258	-5	2	4
Годовой темп прироста, %		19,90	11,61	-0,20	0,08	0,16
Число часов использования максимума потребления мощности	5944	5898	5743	6221	6221	6237

Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области к 2028 году прогнозируется на уровне 2482 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 5,98 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности прогнозируется в 2024 году и составит 369 МВт или 19,90 %, что обусловлено намечаемой реализацией ОАО «РЖД» проекта «Кузбасс-порты Дальнего Востока» и вводом ООО «АГХК»; наименьший прирост ожидается в 2026 году и составит отрицательное значение -5 МВт или -0,20 %.

Характер режима электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется разуплотненным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6237 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

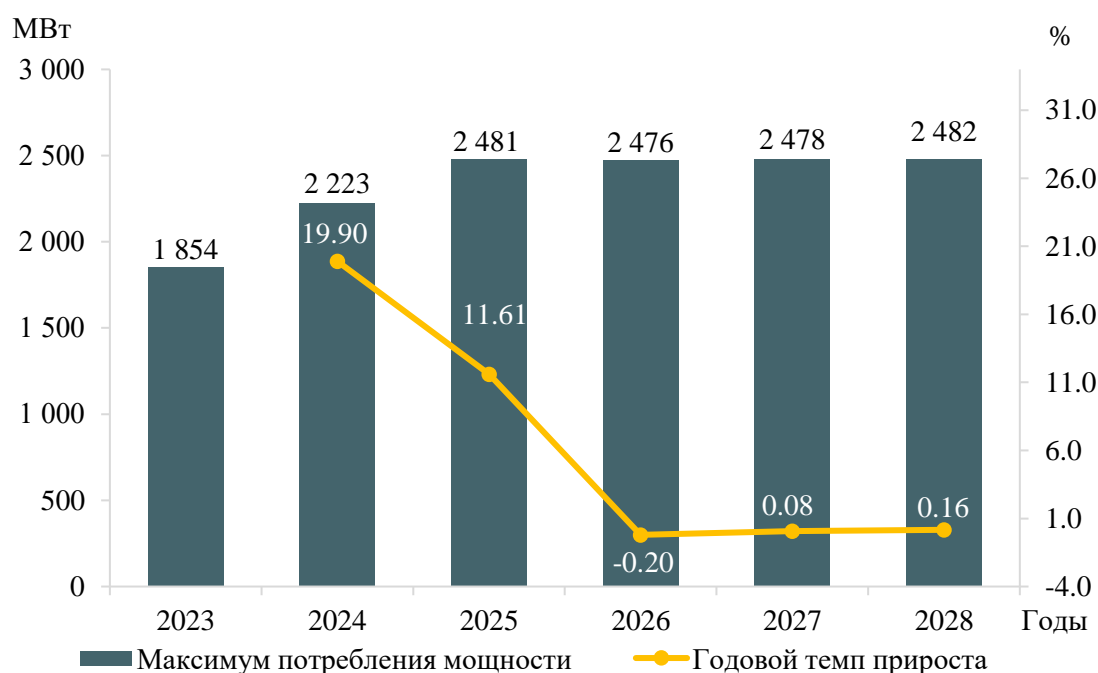


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Амурской области в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области в 2028 году сохранится на уровне отчетного 2021 года и составит 4307 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Амурской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 16. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Амурской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Амурской области	4307	4307	4307	4307	4307	4307
ГЭС	3660	3660	3660	3660	3660	3660
ТЭС	647	647	647	647	647	647

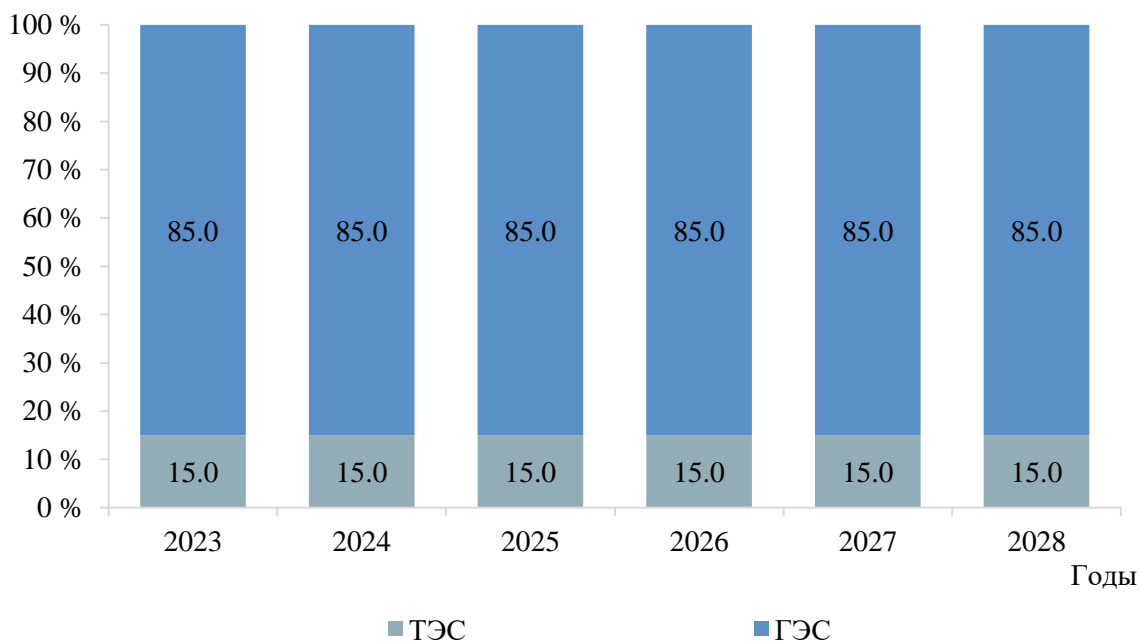


Рисунок 6 – Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Амурской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 80 Мвар и 40 Мвар	ОАО «РЖД»	220	Мвар	1×80 1×40	–	–	–	–	–	120	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Модернизация на ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Магдагачи УТМ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Создание на ПС 220 кВ Сквородино и ПС 220 кВ Тында УТМ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Создание на ПС 220 кВ Гонжа/т устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т. Создание на ПС 220 кВ Ульручи/т устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино. Создание на ПС 220 кВ Сулус/т устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т. Создание на ПС 220 кВ Тунгала устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств: – ФОСШ 1С 220 кВ; – ФОСШ 2С 220 кВ. Создание на ПС 220 кВ Призейская устройства: – ФОСШ 1С 220 кВ. Создание на ПС 220 кВ Сквородино устройств: – ФОСШ 1С 220 кВ; – ФОСШ 2С 220 кВ. Создание на ПС 220 кВ Тында устройств: – ФОСШ 1С 220 кВ; – ФОСШ 2С 220 кВ	ПАО «Россети», ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
5	Создание на ПС 220 кВ Сквородино устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2. Создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи. Создание на ПС 220 кВ Ключевая устройства: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т. Создание на ПС 220 кВ Февральская устройства: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Призейская устройства: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Тында устройств: – ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный. Создание на ПС 220 кВ Дипкун устройств: – ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул. Создание на ПС 220 кВ Тутаул устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул. Создание на ПС 220 кВ Призейская устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Создание на ПС 220 кВ Ключевая устройства: – ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т. Создание на ПС 220 кВ Сулус/т устройств: – ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т; – ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи. Создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи. Создание на ПС 220 кВ Гонжа/т устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т. Создание на ПС 220 кВ Ульручи/т устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино. Создание на Зейской ГЭС устройства: – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская. Создание на ПС 220 кВ Призейская устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул. Создание на ПС 220 кВ Сквородино устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино.	ПАО «Россети», ОАО «РЖД», ПАО «РусГидро»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
	<p>Создание на ПС 220 кВ Тунгала устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. <p>Создание на ПС 220 кВ Тында устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Лопча. <p>Создание на ПС 220 кВ Нагорный устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный; – ПРД ВОЛС ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный. <p>Создание на ПС 220 кВ Февральская устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. <p>Создание на ПС 220 кВ Дипкун устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул. <p>Создание на ПС 220 кВ Тутаул устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул; – ПРД/ПРМ ВОЛС Призейская – Тутаул. <p>Создание на ПС 220 кВ Хорогочи устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча. <p>Создание на ПС 220 кВ Лопча устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Лопча; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Лопча. <p>Создание на ПС 220 кВ Юктали устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма. <p>Создание на ПС 220 кВ Хани устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Лопча; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Хани – Чара I цепь; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Хани – Чара II цепь. <p>Создание на ПС 220 кВ Чара устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Хани – Чара I цепь; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Хани – Чара II цепь. 											

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 18 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 18 – 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
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 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	280	–	–	–	–	280	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»).			
2	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 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	2×180	–	–	–	–	360	4. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	ОАО «РЖД» ООО «Рудник Таборный» ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»	379,251	178,124
3	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167+167	–	–	–	–	501+167	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»)	–	20	
4	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180+60	–	–	–	–	180+60		–	30	
5	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	1,5	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия»)	–	146	
6	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×2	–	–	–	–	4		–	57,981	
7	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручь/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручь/т	ПАО «Россети»	220	км	–	2	–	–	–	–	2				
8	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	1,5				
9	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	–	1,4	–	–	–	–	1,4				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
10	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 80 Мвар и 40 Мвар	ОАО «РЖД»	220	Мвар	1×80 1×40	–	–	–	–	–	120	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	93,037	111,876
11	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 потребителей (МКУ «Стройсервис» города Свободного)	МКУ «Стройсервис» города Свободного	–	24,4775
12	Строительство ПС 110 кВ Импульс (Новый ЦП) с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80				
13	Строительство двух ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) ориентировочной протяженностью 1,7 км каждая	АО «ДРСК»	110	км	2×1,7	–	–	–	–	–	3,4				
14	Строительство ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурей/т ориентировочной протяженностью 4 км	ОАО «РЖД»	110	км	4	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	22,033	12,99
15	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				
16	Строительство ПП 220 кВ Магистральный	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС	ПАО «РусГидро»	570	450
17	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,4 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×0,4	–	–	–	0,8				
18	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×0,5	–	–	–	1				
19	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 со строительством участка до ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,3 км с образованием ВЛ 220 кВ Магистральный – Сквородино	ПАО «Россети»	220	км	–	–	0,3	–	–	–	0,3				
20	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×191,9	–	–	–	383,8				
21	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Магистральный ориентировочной протяженностью 160 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	160	–	–	–	160				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
22	Строительство ПП 500 кВ Химкомбинат с двумя независимыми РУ 500 кВ № 1 и РУ 500 кВ № 2	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Амурский газохимический комплекс»)	ООО «Амурский газохимический комплекс»	–	301
23	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, № 2 на ПП 500 кВ Химкомбинат ориентировочной протяженностью 10,618 км, 10,540 км, 10,559 км, 10,513 км	ПАО «Россети»	500	км	10,618 10,540 10,559 10,513	–	–	–	–	–	42,23				
24	Строительство четырех шинопроводов от ПП 500 кВ Химкомбинат до ПС 500 кВ АГХК ориентировочной протяженностью 2×3,034 км и 2×3,033 км	ПАО «Россети»	500	км	2×3,034 2×3,033	–	–	–	–	–	12,134				
25	Строительство ПС 500 кВ АГХК с четырьмя автотрансформаторами 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	ООО «Амурский газохимический комплекс»	500	МВА	4×250	–	–	–	–	–	1000				
26	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой двух УШР 220 кВ мощностью 25 Мвар каждый и четырех БСК 220 кВ мощностью 26 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»)	ООО «Удоканская медь» ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»	–	196
27		ПАО «Россети»	220	Мвар	–	4×26	–	–	–	–	104				
28	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит)	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Антрацит-ИнвестПроект»)	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	–	30
29	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				
30	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	220	км	–	55	–	–	–	–	55				
31	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2 ориентировочной протяженностью 279 км	ПАО «Россети»	220	км	279	–	–	–	–	–	279	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Эльгауголь»)	ООО «Эльгауголь»	–	44
32	Строительство ПС 220 кВ Сгибеево/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	–	16
33	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	33,389	10,77
34	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	26,309	18,2
35	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	30,344	18,75
36	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	32,739	21,35

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
37	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	31,361	17,83
38	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	27,775	17,25
39	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	33,944	19,718
40	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	33,785	15,826
41	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	31,782	22,58
42	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 потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	25,762	25,734
43	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				
44	Строительство КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП ориентировочной протяженностью 60 км	ПАО «Россети»	220	км	60	–	–	–	–	–	60	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»)	ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»	49	–
45	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 потребителей (ООО «Рудник Таборный»)	ООО «Рудник Таборный»	–	20

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

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	324	324	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

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

На основании проведённого анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 20).

Таблица 20 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных 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) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы 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 2028 году в объеме 15 481 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 7,06 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области к 2028 году увеличится и составит 2 482 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 5,98 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5743–6237 час/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Амурской области в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области в 2028 году сохранится на уровне отчетного 2021 года и составит 4307 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1618,564 км, трансформаторной мощности 2133 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема 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		
		2	Д-45-2556-В-600		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	
		4	Д-45-2556-В-600		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	
		6	Д-45-2556-В-600		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		
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		
		2	Т-110/120-130-4		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	
		4	Т-120/140-12,8-2		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		
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		
		7	П-33/50-90/8		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		
Бурейская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	РО-140/0942-В-625	-	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	
		3	РО-140/0943-В-615		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	
		5	РО-140/0942-В-625		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	
Установленная мощность, всего		-	-		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		
		2	ПЛ30-В-630		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	
		4	ПЛ30-В-630		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		
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		
		2	ПК-80-130/16		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		-	-		160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0		

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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
1	Амурской области	Амурская область	Создание на ПС 220 кВ Гонжа/т устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т. Создание на ПС 220 кВ Ульручьи/т устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сквородино.	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
			Создание на ПС 220 кВ Сулус/т устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т. Создание на ПС 220 кВ Тунгала устройств: – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств: – ФОСШ 1С 220 кВ; – ФОСШ 2С 220 кВ. Создание на ПС 220 кВ Призейская устройства: – ФОСШ 1С 220 кВ. Создание на ПС 220 кВ Сквородино устройств: – ФОСШ 1С 220 кВ; – ФОСШ 2С 220 кВ. Создание на ПС 220 кВ Тында устройств: – ФОСШ 1С 220 кВ; – ФОСШ 2С 220 кВ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
2	Амурской области	Амурская область	<p>Создание на ПС 220 кВ Сковородино устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2. <p>Создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи. <p>Создание на ПС 220 кВ Ключевая устройства:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т. <p>Создание на ПС 220 кВ Февральская устройства:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. <p>Создание на ПС 220 кВ Призейская устройства:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала. <p>Создание на ПС 220 кВ Тында устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында; – ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный. <p>Создание на ПС 220 кВ Дипкун устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул. <p>Создание на ПС 220 кВ Тутаул устройств:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул; – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул. <p>Создание на ПС 220 кВ Призейская устройства:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул 	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028				
			<p>Создание на ПС 220 кВ Ключевая устройства: – ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т.</p> <p>Создание на ПС 220 кВ Сулус/т устройств: – ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т; – ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи.</p> <p>Создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи.</p> <p>Создание на ПС 220 кВ Гонжа/т устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т.</p> <p>Создание на ПС 220 кВ Ульручи/т устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино.</p> <p>Создание на Зейской ГЭС устройства: – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская</p>										Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	928 17	486 70	

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028				
			<p>ГЭС – Призейская. Создание на ПС 220 кВ Призейская устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул.</p> <p>Создание на ПС 220 кВ Сквородино устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино.</p> <p>Создание на ПС 220 кВ Тунгала устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала.</p> <p>Создание на ПС 220 кВ Тында устройств: – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ</p>	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	828,17	486,72

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028				
3	Амурской области	Амурская область	Сковородино – Тында № 2; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Лопча. Создание на ПС 220 кВ Нагорный устройств: – ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный; – ПРД ВОЛС ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный. Создание на ПС 220 кВ Февральская устройств: – ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала. Создание на ПС 220 кВ Дипкун устройств: – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул.													
			Создание на ПС 220 кВ Тутаул устройств: – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул; – ПРД/ПРМ ВОЛС Призейская – Тутаул. Создание на ПС 220 кВ Хорогочи устройств: – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча. Создание на ПС 220 кВ Лопча устройств: – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали; – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Лопча; – ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Лопча. Создание на ПС 220 кВ Юктали устройств: – ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Лопча – Юктали.	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028				
			<p>– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма.</p> <p>Создание на ПС 220 кВ Хани устройств:</p> <p>– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма;</p> <p>– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Лопча;</p> <p>– ПРД/ ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Хани – Чара I цепь;</p> <p>– ПРД/ ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Хани – Чара II цепь.</p> <p>Создание на ПС 220 кВ Чара устройств:</p> <p>– ПРД/ ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Хани – Чара I цепь;</p> <p>– ПРД/ ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Хани – Чара II цепь.</p>	ПАО «РусГидро»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
4	Амурской области	Амурская область	Модернизация на ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Магдагачи УТМ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	
5	Амурской области	Амурская область	Создание на ПС 220 кВ Сквородино и ПС 220 кВ Тында УТМ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
6	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 одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	280	–	–	–	–	280	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	39548,68	30176,86
			ПАО «Россети»	500	Мвар	–	2×180	–	–	–	–	–	360				
7	Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	500	МВА	–	3×167+167	–	–	–	–	501+167	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	39548,68	30176,86
			500		Мвар	–	1×180+60	–	–	–	–	–	180+60				
8	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	2×2	–	–	–	–	4	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	39548,68	30176,86
9	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	220	км	–	2	–	–	–	–	2				
10	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	1,5	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	39548,68	30176,86
11	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	220	км	–	1,5	–	–	–	–	1,5				
12	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	220	км	–	1,4	–	–	–	–	1,4	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	39548,68	30176,86

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
13	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 80 Мвар и 40 Мвар	ОАО «РЖД»	220	Мвар	1×80 1×40	–	–	–	–	–	120	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	541,81	541,81
14	Забайкальского края, Амурской области	Забайкальский край, Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	1×324	324	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	10338,11	10338,11
15	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	216,35	216,35

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.