

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

КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ И РЕСПУБЛИКА ТЫВА

КНИГА 1

КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ

# СОДЕРЖАНИЕ

## Книга 1

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Описание энергосистемы .....	10
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва.....	10
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	10
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	11
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	12
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	15
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	20
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	20
2.1.1 Энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая .....	20
2.1.2 Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая.....	25
2.1.3 Энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая .....	27
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).....	29
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	29
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 .....	36
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	37
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 .....	38
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	38
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	38

2.3.3	Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	44
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы .....	45
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	45
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	48
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	49
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	50
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы .....	53
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	53
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Красноярского края .....	55
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 .....	63
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) .....	65
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	66
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	67

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	68
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	69
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	70
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	74

Книга 2

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДС	–	деление сети
ДЦ	–	диспетчерский центр
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -38 °С; Макс зима 0,92	–	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 38 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -38 °С; Мин зима 0,92	– зимний режим минимальных 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 38 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -5 °С; Мин зима МУ	– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – минус 5 °С
ИП ИТС КВЛ КС	– инвестиционный проект – индекс технического состояния – кабельно-воздушная линия электропередачи – контролируемое сечение
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Макс лето	– летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха 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 19 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	– летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С

летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха 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 19 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
н/д	–	нет данных
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СТК	–	статический тиристорный компенсатор реактивной мощности
Т	–	трансформатор
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение



## ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на 2023–2028 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Красноярский край»;
- книга 2 «Республика Тыва».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва 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 Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю и по Республике Тыва 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 Красноярского края и Республики Тыва на период до 2028 года, в том числе:

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Федерации – Красноярский край и Республика Тыва.

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

- филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Красноярского края и Иркутской области;

- филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Красноярского края;

- филиал ПАО «Россети» – Хакасское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Тыва, Республики Хакасия, а также юга Красноярского края;

- филиал АО «Россети Сибирь Тываэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Тыва.

### **1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва**

Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва связана с энергосистемами:

- Республики Алтай и Алтайского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

- Иркутской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

- Кемеровской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

- Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

- Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;

- Республики Хакасия (Филиал АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 7 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

- Республики Монголия (ДЦ АК «Западная региональная энергетическая система Монголии»): ВЛ 110 кВ – 2 шт.

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии**

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на

территории Красноярского края с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «РУСАЛ Красноярск»	2028
ОАО «РЖД»	492
АО «БоАЗ»	485
АО «РУСАЛ Ачинск»	309
ООО «РН-Ванкор»	282
АО «Полнос Красноярск»	138
АО ПО «Электрохимический завод»	112
Более 50 МВт	
ООО «Электросеть Енисейская Сибирь»	74
ФГУП «ГХК»	69
ООО «Крамз-Телеком»	63
Муниципальное унитарное предприятие электрических сетей	60
Электростанция «Левобережная»	56
АО «АНПЗ ВНК»	56
АО «Красэко»	55
АО «Транснефть-Западная Сибирь»	51

### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, на 01.01.2022 составила 15938,0 МВт, в том числе: ГЭС – 9002,4 МВт, ТЭС – 6935,6 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 Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	15919,1	–	–	+18,9	–	15938,0
ГЭС	9002,4	–	–	–	–	9002,4
ТЭС	6916,7	–	–	+18,9	–	6935,6

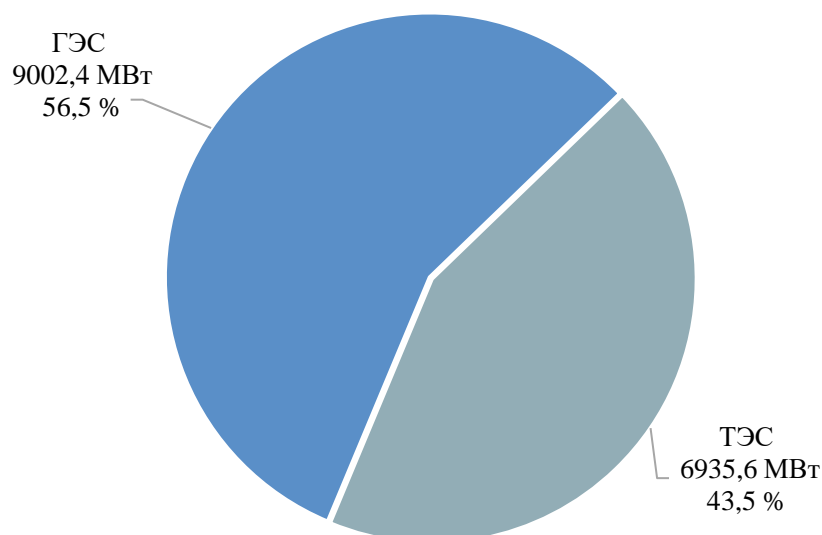


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, по состоянию на 01.01.2022

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

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	45560	46068	47816	47491	48597
Годовой темп прироста, %	-1,40	1,12	3,79	-0,68	2,33
Максимум потребления мощности, МВт	6496	6678	6699	6890	6821
Годовой темп прироста, %	-6,53	2,80	0,31	2,85	-1,00
Число часов использования максимума потребления мощности	7014	6898	7138	6893	7125
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	17.01 07:00	26.01 14:00	05.02 15:00	28.12 14:00	26.01 08:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-33,3	-34,1	-34,5	-37,7	-34,0
<i>в том числе Красноярский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	44755	45261	47010	46688	47789
Годовой темп прироста, %	-1,42	1,13	3,86	-0,68	2,36

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Доля потребления электрической энергии Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	98,2	98,2	98,3	98,3	98,3
Максимум потребления мощности, МВт	6364	6524	6555	6747	6688
Годовой темп прироста, %	-6,41	2,51	0,48	2,93	-0,87
Среднесуточная ТНВ, °С	-33,4	-35,9	-34,6	-37,7	-34,2
Доля потребления мощности Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	98,0	97,7	97,9	97,9	98,1
Число часов использования максимума потребления мощности	7033	6938	7172	6920	7145

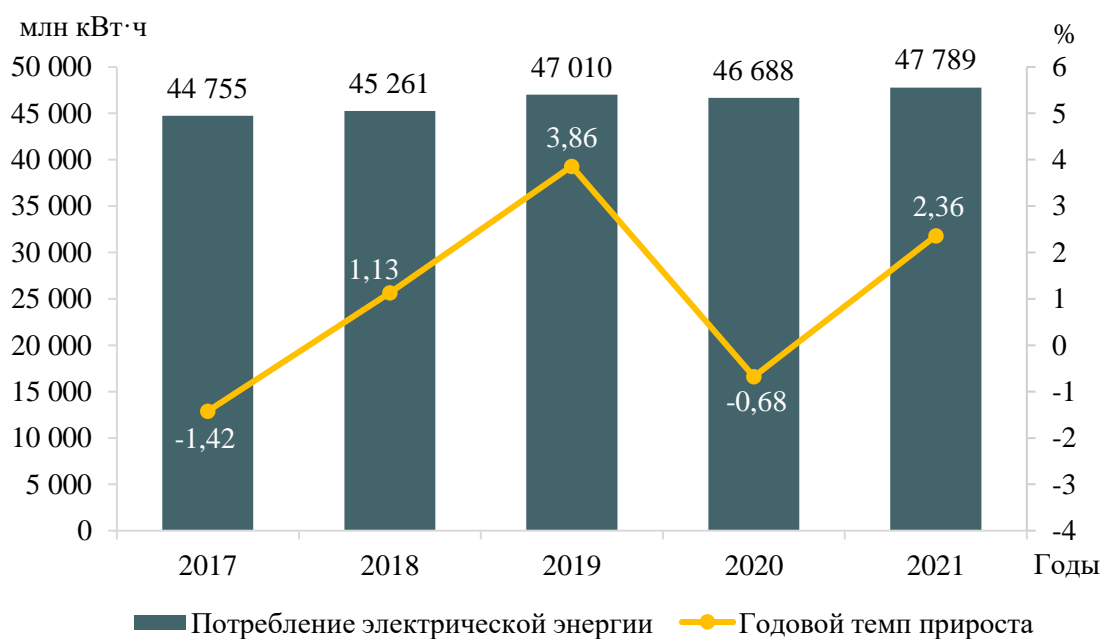


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии Красноярского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

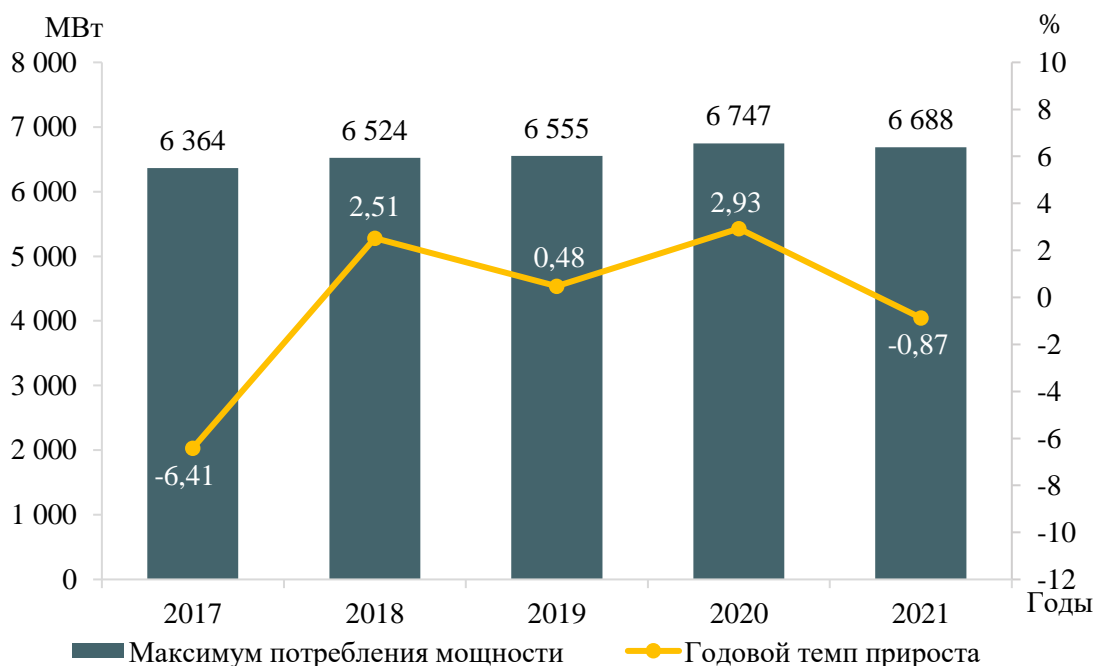


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности Красноярского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва увеличилось на 2391 млн кВт·ч и составило в 2021 году 48597 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,01 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,79 % в 2019 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2017 году и составило -1,40 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва снизился на 129 МВт и составил 6821 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,37 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 2,85 % в 2020 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2017 году и составило -6,53 %, что было обусловлено высокой ТНВ во время прохождения максимума потребления мощности.

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии Красноярского края увеличилось на 2391 млн кВт·ч и составило 47789 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,03 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,86 % в 2019 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2017 году и составило -1,42 %.

Доля Красноярского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы незначительно увеличилась с 98,2 % в 2017 году до 98,3 % в 2021 году (или на 0,1 процентных пункта).

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности Красноярского края снизился на 112 МВт и составил 6688 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,33 %. Следует отметить, что дату и время прохождения годового максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва определяет потребность Красноярского края.

Наибольший годовой прирост мощности составил 2,93 % в 2020 году, как и по энергосистеме в целом и обусловлен, в основном, более низкой ТНВ. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2017 году и составило -6,41 %, что было обусловлено высокой ТНВ.

Доля Красноярского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период незначительно увеличилась с 98,0 % до 98,1 % (или на 0,1 процентных пункта).

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- запуском в 2019 году второго комплекса первой очереди алюминиевого завода АО «БоАЗ»;
- увеличением потребления в добычи топливно-энергетических полезных ископаемых и ростом потребления Ванкорского производственного участка ООО «РН-Ванкор»;
- увеличением потребления золотодобывающей компании АО «Полус Красноярск»;
- ростом потребления в сфере услуг.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Енисей – Абалаковская ориентировочной протяженностью 16,11 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2017	16,11
2	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП 5,6 I цепь ориентировочной протяженностью 2,21 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2017	2,21 км
3	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП 5,6 II цепь ориентировочной протяженностью 2,3 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2017	2,3 км
4	220 кВ	Строительство участков КВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС – Левобережная I, II цепь до ПС 220 кВ Левобережная ориентировочной протяженностью 0,11 км и 0,28 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2017	0,11 км 0,28 км
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Октябрьская – Аэропорт (С-229) до ПС 110 кВ Озёрная ориентировочной протяженностью 0,1 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	0,1 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Чунояр – Богучаны I цепь с отпайками на ПС 110 кВ Приангарская ориентировочной протяженностью 3,8 км с образованием ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I цепь и ВЛ 110 кВ Приангарская – Чунояр I цепь с отпайками	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	3,8 км
7	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Чунояр – Богучаны II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Приангарская ориентировочной протяженностью 3,8 км с образованием ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны II цепь и ВЛ 110 кВ Приангарская – Чунояр II цепь с отпайками	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	3,8 км
8	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Чунояр – Богучаны I цепь с отпайками на ПС 110 кВ Приангарская ориентировочной протяженностью 3,7 км с образованием двух ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I цепь и ВЛ 110 кВ Приангарская – Чунояр I цепь с отпайками	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	3,7 км
9	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Чунояр – Богучаны II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Приангарская ориентировочной протяженностью 3,7 км с образованием двух ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны II цепь и ВЛ 110 кВ Приангарская – Чунояр II цепь с отпайками	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	3,7 км
10	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Викторовское I цепь ориентировочной протяженностью 0,45 км	ООО «Соврудник»	2018	0,45 км
11	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Викторовское II цепь ориентировочной протяженностью 0,45 км	ООО «Соврудник»	2018	0,45 км
12	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Левобережная – Аэропорт (С-230) до ПС 110 кВ Озёрная ориентировочной протяженностью 0,1 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	0,1 км
13	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь до ПС 110 кВ БИО-4 ориентировочной протяженностью 37,45 км	АО «Полус Красноярск»	2019	37,45 км
14	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь до ПС 110 кВ БИО-4 ориентировочной протяженностью 37,45 км	АО «Полус Красноярск»	2019	37,45 км



№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
15	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Высокое с отпайкой на ПС Нойбинская I цепь ориентировочной протяженностью 49,2 км	ООО «Соврудник»	2020	49,2 км
16	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Высокое с отпайкой на ПС Нойбинская II цепь ориентировочной протяженностью 49,2 км	ООО «Соврудник»	2020	49,2 км
17	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Видная до ПС 110 кВ БИО-4 ориентировочной протяженностью 0,88 км	АО «Полюс Красноярск»	2021	0,88 км
18	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайкой до ПС 110 кВ Видная на ПС 110 кВ БИО-4 ориентировочной протяженностью 0,88 км	АО «Полюс Красноярск»	2021	0,88 км
19	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Крупская тяговая – Курагино тяговая (Д-26) и ВЛ 220 кВ Курагино тяговая – Ирбинская (Д-27) с их объединением через участок ориентировочной протяженностью 1,18 км и образованием ВЛ 220 кВ Ирбинская – Крупская тяговая	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	1,18 км
20	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ирбинская – Кошурниково тяговая (Д-28) и ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Щетинкино тяговая (Д-29) с их объединением через участок ориентировочной протяженностью 0,77 км и образованием ВЛ 220 кВ Ирбинская – Щетинкино тяговая	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	0,77 км
21	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Камала-1 – Саянская тяговая №1. с переустройством трассы линии ориентировочной протяженностью 0,56 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	0,56 км
22	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Крол тяговая ориентировочной протяженностью 68,64 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	68,64 км
23	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая ориентировочной протяженностью 71,1 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	71,1 км
24	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая – Крол тяговая	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	90,71 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
25	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Щетинкино тяговая – Крол тяговая (Д-30) и ВЛ 220 кВ Крол тяговая – Мана тяговая (Д-31) с их объединением через участок ориентировочной протяженностью 1,94 км и образованием ВЛ 220 кВ Мана тяговая – Щетинкино тяговая	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	1,94 км
26	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Минусинская-опорная – Курагино тяговая ориентировочной протяженностью 77,42 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	77,42 км
27	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Саянская тяговая – Кравченко тяговая с заменой опор и провода ориентировочной протяженностью 45,99 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	45,99 км
28	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Мана тяговая – Кравченко тяговая (Д-32) и ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая – Саянская тяговая (Д-33) с их объединением через участок ориентировочной протяженностью 1,15 км и образованием ВЛ 220 кВ Саянская тяговая – Мана тяговая	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	1,15 км
29	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Камала-1 – Саянская тяговая №2 ориентировочной протяженностью 80,79 км	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	80,79 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Зыково тяговая с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2018	40 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Молодежная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	2×40 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Озёрная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	2×63 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Предместная с заменой трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Юбилейная с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2018	2×25 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ БИО-4 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Полус Красноярск»	2019	2×63 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Высокое с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Соврудник»	2020	2×25 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Нойбинская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Соврудник»	2020	2×16 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Телевизорная с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2020	25 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Видная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Полус Красноярск»	2021	2×25 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Телевизорная с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	2021	25 МВА
12	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Шушенская-опорная с заменой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	Филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС	2021	63 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 Красноярского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая;
- энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая;
- энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая.

#### **2.1.1 Энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая**

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая

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 -38 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками в схеме ремонта участка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка (участок от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до отпайки на ПС Судженка) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 81 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Судженка составляет 65,56 кВ (77 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск <sup>1)</sup> и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая, создание устройств АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 14 МВт	Отсутствуют	Нет
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -38 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 28 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Кротово тяговая составляет 66,41 кВ (74 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск <sup>1)</sup> и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая (с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК)	Отсутствуют	Нет
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Кротово тяговая составляет 65,7 кВ (78 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск <sup>1)</sup> и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая (с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК)	Отсутствуют	Нет
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка (участок от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до отпайки на ПС Судженка) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 58 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в двойной ремонтной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Судженка составляет 69,64 кВ (79 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 88,6 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск <sup>1)</sup> и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая (с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК)	Отсутствуют	Нет

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 летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже МДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 43 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Кротово тяговая составляет 64,93 кВ (73 % от МДН). <i>Допустимые параметры:</i> 88,6 кВ	Отсутствуют	Установка СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск <sup>1)</sup> и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая (с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК)	Отсутствуют	Нет
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка составляет 1109 А (147 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А.  Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Яйская – Иверка с отпайками составляет 1039 А (138 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая) <sup>1)</sup>	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Кротово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками составляет 1116 А (148 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А	Отсутствуют	Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая) <sup>1)</sup>	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, 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 +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Бериккульская в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Критово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт</p>	<p>Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками составляет 926 А (122 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ТТ, В, Р в ячейке ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Мариинск составляет 887 А (148 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка В и ТТ в ячейке ШСВ-110 на ПС 110 кВ Мариинск составляет 623 А (104 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Бериккульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)<sup>1)</sup></p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС Критово тяговая) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 66 МВт</p>	<p>Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайками составляет 927 А (123 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка провода Антибесская – Мариинск с отпайкой на ПС 3704 км составляет 874 А (116 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 754 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайками на ПС 110 кВ Антибесская составляет 888 А (141 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка В в ячейке СВ-110 на ПС 110 кВ Антибесская составляет 888 А (141 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 630 А.</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ТТ, Р в ячейке ВЛ 110 кВ Антибесская – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Мариинск составляет 855 А (143 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание устройств АОПО на участке сети 110 кВ от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до ПС 110 кВ Мариинск (АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками, ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Бериккульская на ПС 110 кВ Иверка) с действием на ОН в объеме до 66 МВт (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Мариинск и СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая)<sup>1)</sup></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 летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в схеме ремонта Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Ачинск тяговая – Каштан тяговая». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 82 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС составляет 221 МВт (159 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 139 МВт	Отсутствуют	Создание устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (С-25), ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) с действием на ОН в объеме не менее 82 МВт при ТНВ +19 °С (при установленных СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Маринск, СКРМ мощностью 60 Мвар на ПС 110 кВ Каштан тяговая и с учетом действия создаваемых устройств АОСН на включение БСК)	Отсутствуют	Да

Примечание – <sup>1)</sup> Мероприятия выполняются на территории Кемеровской области – Кузбасса.



### 2.1.2 Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая

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 -38 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Ачинский НПЗ I цепь с отпайкой на ПС Северная (С-701) (ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Ачинский НПЗ II цепь с отпайкой на ПС Северная (С-702)) в схеме ремонта 2АТ-А, 2АТ-Б Назаровской ГРЭС параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Ачинское». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт	Едиичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Расчетный переток в КС составляет 196 МВт (117 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 168 МВт	Отсутствуют	Разукрупнение 2АТ-А, 2АТ-Б Назаровской ГРЭС	Отсутствуют	Да

### 2.1.3 Энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая

В таблице 8 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая

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 летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 52 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в единичной ремонтной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Берёзовская составляет 55 кВ (65 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ	Отсутствуют	Установка УКРМ мощностью 26 Мвар на ПС 110 кВ Камарчага тяговая	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Буйная – Камала-2 тяговая с отпайкой на ПС Заозёрновская (С-806) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 68 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетный уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ Берёзовская составляет 56,51 кВ (67 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 84,7 кВ	Отсутствуют	Создание устройства АОСН на ПС 110 кВ Камарчага с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 47 МВт при +19 °С	Отсутствуют	Да

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

Таблица 9 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-10,8
	21.06.2017	24,8
2018	19.12.2018	-6,8
	20.06.2018	21,6
2019	18.12.2019	-8,2
	19.06.2019	17,7
2020	16.12.2020	-16,8
	17.06.2020	14,3
2021	15.12.2021	-22,9
	16.06.2021	15,4

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 ООО «РСК Сети»

По данным ООО «РСК Сети» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 11 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Слобода Весны	110/10	T-1	ТРДН-40000/110У1	115/11	40	2006	71 <sup>1)</sup>	5,93	5,90	6,59	7,25	8,00	0,00	10,88	5,74	6,97	0,00	0
			T-2	ТРДН-40000/110У1	115/11	40	2006	71 <sup>1)</sup>	6,77	8,05	7,45	7,85	8,21	11,1	0,00	5,37	0,00	11,5	

Примечание – <sup>1)</sup> ООО «РСК Сети» не предоставило актуальную информацию об ИТС трансформаторов ПС 110 кВ Слобода Весны, величина ИТС для расчетов принята экспертно на основании срока службы оборудования.

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Слобода Весны	T-1	ТРДН-40000/110У1	2006	71 <sup>1)</sup>	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40000/110У1	2006	71 <sup>1)</sup>	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Примечание – <sup>1)</sup> ООО «РСК Сети» не предоставило актуальную информацию об ИТС трансформаторов ПС 110 кВ Слобода Весны, в связи с чем величина ИТС для расчетов принята экспертно на основании срока службы оборудования.

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> 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 Слобода Весны	Зимний контрольный замер 2021	16,205	ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО СЗ «Преображенский 12»	118/05-ТП	19.12.2017	2023	0,350	0	н/д	0,035	17,98	18,04	19,69	19,69	19,69	19,69
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО ФСК «Монолитинвест»	117/05-ТП	19.12.2017	2023	1,250	0	0,4	0,250						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО СЗ «Преображенский 5»	144/01-ТП	12.01.2018	2023	0,534	0	н/д	0,053						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «Преображенский 22»	155/03-ТП	07.03.2018	2023	0,349	0	н/д	0,035						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «Преображенский 22»	156/03-ТП	07.03.2018	2023	0,197	0	н/д	0,020						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «Преображенский 11»	160/04-ТП	24.04.2018	2024	0,535	0	н/д	0,054						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «Преображенский 6»	163/05-ТП	16.05.2018	2023	0,584	0	н/д	0,058						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «Преображенский 7»	164/05-ТП	16.05.2019	2023	0,606	0	н/д	0,061						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «Преображенский 8»	165/05-ТП	16.05.2020	2023	0,805	0	0,4	0,322						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «Новый Город»	242/08-ТП	11.09.2019	2023	1,650	0	10	0,660						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «Преображенский 12»	282/02-ТП	16.03.2020	2023	0,535	0	н/д	0,054						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «Преображенский 12»	288/03-ТП	16.03.2020	2023	0,255	0	н/д	0,026						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «СЗ Компания «АРБАН»	297/06-ТП	11.06.2020	2025	2,000	0	0,4	0,800						
				ПС 110 кВ Слобода Весны	ООО «СЗ ГСК «АРБАН»	313/10-ТП	30.11.2020	2025	1,708	0	0,4	0,683						
ПС 110 кВ Слобода Весны	Косыгин Валерий Иванович	331/02-ТП	11.03.2022	2023	0,250	0	н/д	0,025										

### ПС 110 кВ Слобода Весны.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 16,21 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 32,4 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,61 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,48 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 19,69 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 39,4 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется следующим образом:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,21 + 3,48 + 0 - 0 = 19,69 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «РСК Сети» (реконструкция ПС 110 кВ Слобода Весны с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА).

#### 2.2.1.2 ОАО «РЖД»

По данным ОАО «РЖД» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 13 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 14 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности)



трансформаторов на перспективный период, в таблице 15 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 13 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , 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 Бугач тяговая	110/27,5/10	T-1	SFSZ-QY-40000/110	115/27,5/11	40	2008	87	5,65	3,34	11,44	12,41	7,96	2,42	10,23	10,23	3,67	4,95	0
			T-2	ТДТНЖ-40000/110-У1	115/27,5/11	40	1990	85	14,04	17,05	16,92	17,64	21,82	12,19	14,94	14,94	13,79	13,99	

Таблица 14 – 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 Бугач тяговая	T-1	SFSZ-QY-40000/110	2008	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТНЖ-40000/110-У1	1990	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 15 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> 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 Бугач тяговая	Зимний контрольный замер 2021	30,05	ПС 110 кВ Бугач тяговая	ООО «ОТК-Экспресс»	43779-04-22/Крас	28.04.2022	2024	0,924	1,860	27,5	0,370	30,24	30,65	30,65	30,65	30,65	30,65
				ПС 110 кВ Бугач тяговая	Нечкин Вячеслав Сергеевич	1298-01-14/ТП	11.04.2014	2023	0,600	0	10,0	0,060						
				ПС 110 кВ Бугач тяговая	СНТ «Гелиос-3»	224-11-15/ТП	11.01.2016	2023	0,375	0	10,0	0,038						
				ПС 110 кВ Бугач тяговая	Государственное предприятие Красноярского края «Дорожно-эксплуатационная организация»	13410-07-18/КРАС	03.09.2018	2023	0,300	0	10,0	0,030						
				ПС 110 кВ Бугач тяговая	СНТ «Гелиос-5»	7283-04-17/КРАС	06.07.2017	2023	0,150	0	10,0	0,015						
				ПС 110 кВ Бугач тяговая	ООО «Стройреконструкция»	12771-05-18/КРАС	26.06.2018	2023	0,150	0	10,0	0,015						
				ПС 110 кВ Бугач тяговая	ООО «Сибирский завод упаковки»	25554-06-20/КРАС	06.08.2020	2023	0,150	0	0,4	0,015						

### ПС 110 кВ Бугач тяговая.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 30,05 МВА. В ПАР трансформатора 2008 года ввода в эксплуатацию нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1990 года ввода в эксплуатацию составит 62,6 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора. В ПАР трансформатора 1990 года ввода в эксплуатацию нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2008 года ввода в эксплуатацию составит 60,1 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что также не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} - 16,8^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,20, а в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,65 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,60 МВА).

Сетевая организация предоставила копию ТУ на ТП к ПС 110 кВ Бугач тяговая. с заявленной мощностью менее 5 МВт, в которых предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА:

– ТУ на ТП ООО «Сибирская сетевая компания» (ДТП от 21.04.2022 № 40170-04-22/Крас) для электроснабжения многоквартирной жилой застройки максимальной мощностью присоединяемых энергопринимающих устройств 4330 кВт.

Необходимо отметить, что указанные ТУ на ТП не учтены при расчете перспективной загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бугач тяговая в связи с тем, что заявитель не является конечным потребителем.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 30,65 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора 2008 года ввода в эксплуатацию нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1990 года ввода в эксплуатацию составит 63,9 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,05 + 0,60 + 0 - 0 = 30,65 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ОАО «РЖД» (реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА в 2025 году).

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

2.2.2.1 Мероприятия, необходимые для реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на территории Красноярского края

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с решениями Протоколов совещаний под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр и от 31.08.2021 № НШ-249/1пр приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых на территории Красноярского края

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций железнодорожного направления Кузбасс - Дальний Восток в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>				
1	ПС 220 кВ Саянская тяговая	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Сети	ОАО «РЖД»
2	ПС 220 кВ Саянская тяговая	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	Сети	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Каштан тяговая	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»
2	ПС 110 кВ Ачинск тяговая	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая и ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Сети	ОАО «РЖД»
3	ПС 110 кВ Каштан тяговая	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) на ТТ с большей допустимой токовой нагрузкой	Сети	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Камарчага тяговая	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
2	ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5), ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с заменой провода на провод с большей допустимой токовой нагрузкой ориентировочной протяженностью 21 км. Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с заменой провода на провод с большей допустимой токовой нагрузкой ориентировочной протяженностью 18 км	Сети	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»
3	Красноярской ТЭЦ-1	Реконструкция РУ 110 кВ Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителей ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Сети	АО «Красноярская ТЭЦ-1»
<i>Транзит 110 кВ Левобережная – Ачинск тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I цепь с отпайками (С-21), КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая II цепь с отпайками (С-22)	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I цепь с отпайками (С-21) и КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая II цепь с отпайками (С-22) с заменой провода обеих цепей на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпайки на ПС 110 кВ Бугач тяговая на провод с большей допустимой токовой нагрузкой суммарной ориентировочной протяженностью 0,4 км	Сети	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Саянская тяговая – Тайшет (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Абакумовка тяговая	Реконструкция РУ 110 кВ с установкой секционного выключателя 110 кВ	Сети	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Канская опорная	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ в ячейках ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая, ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	Сети	ПАО «Россети»

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

### 2.2.3.1 ПАО «Россети Сибирь»

ПАО «Россети Сибирь» в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии. При этом данные о понесенном ущербе от недоотпуска электрической энергии и предложения по мероприятиям, направленным на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, не предоставлены. В связи с отсутствием предложений по мероприятиям данная информация в рамках подготовки материалов не рассматривается.

#### 2.2.3.2 ООО «Крассети»

ООО «Крассети» в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии. При этом данные о понесенном ущербе от недоотпуска электрической энергии и предложения по мероприятиям, направленным на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, не предоставлены. В связи с отсутствием предложений по мероприятиям данная информация в рамках подготовки материалов не рассматривается.

#### 2.2.3.3 МУП «Жилищно-коммунальный сервис» г. Сосновоборска»

МУП «Жилищно-коммунальный сервис» г. Сосновоборска в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии. При этом данные о понесенном ущербе от недоотпуска электрической энергии и предложения по мероприятиям, направленным на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, не предоставлены. В связи с отсутствием предложений по мероприятиям данная информация в рамках подготовки материалов не рассматривается.

#### 2.2.3.4 ООО «Энергосервис»

ООО «Энергосервис» в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии. При этом данные о понесенном ущербе от недоотпуска электрической энергии и предложения по мероприятиям, направленным на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, не предоставлены. В связи с отсутствием предложений по мероприятиям данная информация в рамках подготовки материалов не рассматривается.

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

#### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

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

#### 2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ ПС 110 кВ ЛДК-1.

Максимальная нагрузка подстанции за период 2017–2021 годов наблюдалась в зимний режимный день 16.12.2020 и составила 25,6 МВА (160 % при отключении одного силового трансформатора), что превышает величину длительно допустимой загрузки для зимнего периода (120 %) и таким образом, может потребоваться ограничение нагрузки потребителей в объеме до 6,4 МВА.

Максимальная нагрузка подстанции за период 2017–2021 годов в летний режимный день наблюдалась 17.06.2020 и составила 16,3 МВА (102 % при

отключении одного силового трансформатора), что не превышает величину длительно допустимой загрузки для летнего периода (104,6 %).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При анализе нагрузки ПС 110 кВ ЛДК-1 выявлено, что соотношение потребления активной и реактивной мощности ( $tg\varphi$ ) в зимний режимный день находилось на уровне 0,34, что согласно данным Приказа Минэнерго России № 380 от 23.06.2015 не превышает максимальное значение коэффициента реактивной мощности (0,5), потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети для напряжения 110 кВ.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] аварийная нагрузка трансформаторов в 160 % в зимний период допустима в течение 5 минут.

Схемно-режимная ситуация в сети напряжением 10 кВ не позволяет перевести нагрузку с ПС 110 кВ ЛДК-1 на другие центры питания с целью разгрузки подстанции в послеаварийном режиме.

Перспективная нагрузка подстанции в зимний период с учетом мощности по ТУ на ТП составит 25,6 МВА (160 % при отключении одного силового трансформатора), что превышает величину длительно допустимой загрузки для зимнего периода (120 %) и таким образом, может потребоваться ограничение нагрузки потребителей в объеме до 6,4 МВА.

Перспективная нагрузка подстанции в летний период с учетом мощности по ТУ на ТП составит 16,3 МВА (102 % при отключении одного силового трансформатора), что не превышает величину длительно допустимой загрузки для летнего периода (104,6 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] аварийная нагрузка трансформаторов в 160 % в зимний период допустима в течение 5 минут. В связи с тем, что в контрольном замере приводится среднечасовая нагрузка по подстанции, считаем, что нагрузка в 160 % наблюдается более 5 минут.

Учитывая вышесказанное, в настоящий момент существует необходимость в увеличении трансформаторной мощности ПС 110 кВ ЛДК-1.

По данным филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго» в утвержденных технических условиях на технологическое присоединение новых потребителей мероприятия по замене существующих трансформаторов подстанции на трансформаторы большей мощности не предусмотрены.

Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ЛДК-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию проекта – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Партизанская.

Максимальная нагрузка подстанции за период 2017–2021 годов наблюдалась в летний режимный день 19.06.2019 и составила 18,0 МВА (180 % при отключении силового трансформатора мощностью 16 МВА), что превышает величину длительно допустимой загрузки для летнего периода (101,8 %) и таким образом, может потребоваться ограничение нагрузки потребителей в объеме до 7,8 МВА.

Максимальная нагрузка подстанции за период 2017–2021 годов в зимний режимный день наблюдалась 16.12.2020 и составила 13,7 МВА (137 % при отключении силового трансформатора мощностью 16 МВА), что превышает

величину длительно допустимой загрузки для зимнего периода (120 %) и таким образом, может потребоваться ограничение нагрузки потребителей в объеме до 1,7 МВА.

При анализе нагрузки ПС 110 кВ Партизанская выявлено, что соотношение потребления активной и реактивной мощности ( $tg\varphi$ ) в зимний режимный день находилось на уровне 0,51, в летний режимный день на уровне 0,82, что согласно данным Приказа Минэнерго России № 380 от 23.06.2015 превышает максимальное значение коэффициента реактивной мощности (0,5), потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети для напряжения 110 кВ.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При условии снижения коэффициента реактивной мощности ( $tg\varphi$ ) существующей нагрузки до 0,5 загрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 10 МВА (при отключении силового трансформатора мощностью 16 МВА) в зимний период составит 136 %, в летний период составит 156 %. Таким образом, мероприятия по компенсации реактивной мощности не позволят снизить загрузку трансформатора мощностью 10 МВА до величины, не превышающей длительно допустимую загрузку.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] аварийная загрузка трансформаторов в 156 % (при условии снижения  $tg\varphi$ ) в летний период допустима в течение 1 минуты, в 136 % (при условии снижения  $tg\varphi$ ) в зимний период допустима в течение 30 минут.

Схемно-режимная ситуация в сети напряжением 10–35 кВ не позволяет перевести нагрузку с ПС 110 кВ Партизанская на другие центры питания с целью разгрузки подстанции в послеаварийном режиме.

По информации, предоставленной филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго», утвержденные нереализованные ТУ на ТП к ПС 110 кВ Партизанская на сегодняшний день отсутствуют.

В связи с тем, что в контрольном замере приводится среднечасовая нагрузка по подстанции, считаем, что загрузка в 156 % (при условии снижения  $tg\varphi$ ) наблюдается более 1 минуты, а 136 % (при условии снижения  $tg\varphi$ ) – более 30 минут.

Учитывая вышесказанное, в настоящий момент существует необходимость в увеличении трансформаторной мощности ПС 110 кВ Партизанская.

Для выбора мощности вновь устанавливаемого трансформатора (взамен существующего трансформатора мощностью 10 МВА) проведем оценку загрузки трансформатора 16 МВА в послеаварийном режиме отключения трансформатора мощностью 10 МВА.

При отключении трансформатора мощностью 10 МВА загрузка трансформатора мощностью 16 МВА в зимний период составит 13,7 МВА (86 %), в летний период – 18,0 МВА (113 %), что превышает величину длительно допустимой загрузки только в летний период (101,8 %).

При условии снижения коэффициента реактивной мощности ( $tg\varphi$ ) летней существующей нагрузки до 0,5 загрузка оставшегося в работе трансформатора мощностью 16 МВА (при отключении силового трансформатора мощностью 10 МВА) составит 98 %. Таким образом, мероприятия по компенсации реактивной мощности позволят снизить загрузку трансформатора мощностью 16 МВА до величины, допустимой Приказом Минэнерго России № 81 [2].



Учитывая вышесказанное, в настоящий момент существует необходимость замены только трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА ПС 110 кВ Партизанская.

Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Партизанская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА, а также проработка эффективности и достаточности выполнения мероприятий по снижению потребления реактивной мощности на низком напряжении подстанции.

Организация, ответственная за реализацию проекта – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Приморская.

Максимальная нагрузка подстанции за период 2017–2021 годов наблюдалась в летний режимный день 21.06.2017 и составила 3,1 МВА (124 % при отключении силового трансформатора мощностью 6,3 МВА), что превышает величину длительно допустимой загрузки для летнего периода (95,7 %) и таким образом, может потребоваться ограничение нагрузки потребителей в объеме до 0,7 МВА.

Максимальная нагрузка подстанции за период 2017–2021 годов в зимний режимный день наблюдалась 20.12.2017 и составила 2,8 МВА (113 % при отключении силового трансформатора мощностью 6,3 МВА), что не превышает величину длительно допустимой загрузки для зимнего периода (120 %).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При анализе летней максимальной нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Приморская выявлено, что соотношение потребления активной и реактивной мощности ( $tg\phi$ ) находилось на уровне 0,68, что согласно данным Приказа Минэнерго России № 380 от 23.06.2015 превышает максимальное значение коэффициента реактивной мощности (0,5), потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети для напряжения 110 кВ.

При условии снижения коэффициента реактивной мощности существующей нагрузки до 0,5 загрузка подстанции в послеаварийном режиме (при отключении силового трансформатора мощностью 6,3 МВА) в летний период составит 2,9 МВА (115 %). Таким образом, мероприятия по компенсации реактивной мощности в сети 10 кВ не позволят снизить существующую загрузку подстанции до величины, не превышающей длительно допустимую загрузку (95,7 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] аварийная загрузка трансформаторов в 124 % в летний период допустима в течение 10 минут, в 115 % (при условии снижения  $tg\phi$ ) в летний период – в течение 30 минут.

Схемно-режимная ситуация в сети напряжением 10 кВ не позволяет перевести нагрузку с ПС 110 кВ Приморская на другие центры питания с целью разгрузки подстанции в послеаварийном режиме.

Перспективная нагрузка подстанции в летний период с учетом мощности по ТУ на ТП составит 3,5 МВА (138 % при отключении силового трансформатора мощностью 6,3 МВА), что превышает величину длительно допустимой загрузки для летнего периода (95,7 %) и таким образом, может потребоваться ограничение нагрузки потребителей в объеме до 1,1 МВА.

Перспективная нагрузка подстанции в зимний период с учетом мощности по ТУ на ТП составит 3,2 МВА (127 % при отключении силового трансформатора мощностью 6,3 МВА), что превышает величину длительно допустимой загрузки для

зимнего периода (120 %) и таким образом, может потребоваться ограничение нагрузки потребителей в объеме до 0,2 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] аварийная загрузка трансформаторов в 138 % в летний период допустима в течение 10 минут. В связи с тем, что в контрольном замере приводится среднечасовая нагрузка по подстанции, считаем, что загрузка в 138 % наблюдается более 10 минут.

Учитывая вышесказанное, в настоящий момент существует необходимость в увеличении трансформаторной мощности ПС 110 кВ Приморская.

По данным филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго» в утвержденных технических условиях на технологическое присоединение новых потребителей мероприятия по замене существующих трансформаторов подстанции на трансформаторы большей мощности не предусмотрены.

Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4,0 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Соврудник.

В 2017 году ООО «Соврудник» был осуществлен перевод нагрузки с ПС 110 кВ Соврудник на ПС 110 кВ Викторовское. В связи с этим далее анализируется максимальная загрузка ПС за четыре последних года отчетного периода.

Максимальная нагрузка подстанции за период 2018–2021 годов наблюдалась в летний режимный день 20.06.2018 и составила 17,4 МВА (109 % при отключении одного силового трансформатора), что превышает величину длительно допустимой загрузки для летнего периода (98,6 %) и таким образом, может потребоваться ограничение нагрузки потребителей в объеме до 1,6 МВА.

Максимальная нагрузка подстанции за период 2018–2021 годов в зимний режимный день наблюдалась 16.12.2020 и составила 18,4 МВА (115 % при отключении одного силового трансформатора), что не превышает величину длительно допустимой загрузки для зимнего периода (120 %).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При анализе летней максимальной нагрузки ПС 110 кВ Соврудник выявлено, что соотношение потребления активной и реактивной мощности ( $tg\varphi$ ) находилось на уровне 0,55, что согласно данным Приказа Минэнерго России № 380 от 23.06.2015 превышает максимальное значение коэффициента реактивной мощности (0,5), потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети для напряжения 110 кВ.

При условии снижения коэффициента реактивной мощности ( $tg\varphi$ ) летней существующей нагрузки до 0,5 загрузка оставшегося в работе трансформатора (при отключении одного силового трансформатора) составит 107 %. Таким образом, мероприятия по компенсации реактивной мощности не позволят снизить загрузку подстанции до величины, не превышающей длительно допустимую загрузку.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] аварийная загрузка трансформаторов в 109 % (либо 107 % при условии снижения  $tg\varphi$ ) в летний период допустима в течение 20 минут.

Схемно-режимная ситуация в сети напряжением 6-35 кВ не позволяет перевести нагрузку с ПС 110 кВ Соврудник на другие центры питания с целью разгрузки подстанции в послеаварийном режиме.

Перспективная нагрузка подстанции в летний период с учетом мощности по ТУ на ТП составит 17,7 МВА (111 % при отключении одного силового трансформатора), что превышает величину длительно допустимой загрузки для летнего периода (98,6 %) и таким образом, может потребоваться ограничение нагрузки потребителей в объеме до 1,9 МВА.

Перспективная нагрузка подстанции в зимний период с учетом мощности по ТУ на ТП составит 18,6 МВА (116 % при отключении одного силового трансформатора), что не превышает величину длительно допустимой загрузки для зимнего периода (120 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] аварийная нагрузка трансформаторов в 111 % в летний период допустима в течение 20 минут. В связи с тем, что в контрольном замере приводится среднечасовая нагрузка по подстанции, считаем, что загрузка в 111 % наблюдается более 20 минут.

Учитывая вышесказанное, существует необходимость в увеличении трансформаторной мощности ПС 110 кВ Соврудник.

По данным филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго» в утвержденных технических условиях на технологическое присоединение новых потребителей мероприятия по замене существующих трансформаторов подстанции на трансформаторы большей мощности не предусмотрены.

Для выбора мощности вновь устанавливаемого трансформатора проведем оценку загрузки трансформатора 2013 года изготовления в послеаварийном режиме отключения трансформатора 1969 года изготовления.

Величина длительно допустимой загрузки и аварийно допустимой загрузки трансформатора 2013 года изготовления соответствует режиму с возможным повышенным износом изоляции:

– при температуре охлаждающей среды  $-10,8^{\circ}\text{C}$  величина длительно допустимой загрузки ПС составляет 125,0 %; величина аварийно допустимой загрузки ПС – 150 % (24 часа), 160 % (30 минут);

– при температуре охлаждающей среды  $+21,6^{\circ}\text{C}$  величина длительно допустимой загрузки ПС составляет 119,2 %; величина аварийно допустимой загрузки ПС – 128 % (24 часа), 150 % (20 минут), 170 % (5 минут).

При отключении трансформатора 1969 года изготовления перспективная нагрузка трансформатора 2013 года изготовления в летний период составит 17,7 МВА (111 %), в зимний период – 18,6 МВА (116 %), что не превышает величину длительно допустимой загрузки как в летний период (119,2 %), так и в зимний период (125 %).

Таким образом, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Соврудник с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА (1969 года изготовления) на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА с возможным повышенным износом изоляции.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – МУП УККР Северо-Енисейского района по договору с филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, содержащийся в СиПР ЕЭС России [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 Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности**

В энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 17 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края.

Таблица 17 – 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	ООО «Тайга Богучаны» (ПС 110 кВ БТК)	ООО «Тайга Богучаны»	0,0	144,0	110	2025	ПС 220 кВ Приангарская
2	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	492,0	119,0	220	2024	ПС 220 кВ Курагино ПС 220 кВ Кизир новая ПС 220 кВ Кошурниково ПС 220 кВ Джебь (новая) ПС 220 кВ Щетинкино ПС 220 кВ Кравченко ПС 220 кВ Мана ПС 220 кВ Крол ПС 220 кВ Саянская
					110		ПС 110 кВ Каштан ПС 110 кВ Критово ПС 110 кВ Ачинск ПС 110 кВ Чернореченская ПС 110 кВ Кемчуг ПС 110 кВ Шарбыш ПС 110 кВ Филимоново ПС 110 кВ Камала ПС 110 кВ Уяр ПС 110 кВ Камарчага ПС 110 кВ Зыково ПС 110 кВ Красноярск-Восточный ПС 110 кВ Бугач ПС 110 кВ Кача ПС 110 кВ Иланская ПС 110 кВ Ключи ПС 110 кВ Крупская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
							ПС 110 кВ Ирбейская ПС 110 кВ Агул ПС 110 кВ Абакумовка ПС 110 кВ Илиган тяговая ПС 110 кВ Сорокино тяговая
3	АО «Полюс Красноярск» (ПС 110 кВ БИО-4, ПС 110 кВ Видная)	АО «Полюс Красноярск»	6,0	111,0	110	2023	ПС 220 кВ Тайга
4	ООО «КраМЗ»	ООО «КраМЗ»	61,1	91,3	220	2023	ПС 220 кВ РП КРАМЗ
Более 50 МВт							
5	АО «АНПЗ ВНК» (ПС 220 кВ АНПЗ)	АО «АНПЗ ВНК»	34,5	85,5	220	2023	Назаровская ГРЭС
6	Филиал ООО «Группа «Магнезит» в пгт. Раздолинск (ПС 220 кВ Сибирский магнезит)	Филиал ООО «Группа «Магнезит» в пгт. Раздолинск	0,0	80,0	220	2026	ПС 220 кВ Раздолинская

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края на период 2023–2028 годов представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края на 2023–2028 годы

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	50868	54218	56668	57395	57697	58101
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3350	2450	727	302	404
Годовой темп прироста, %	–	6,59	4,52	1,28	0,53	0,70

Потребление электрической энергии по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края прогнозируется на уровне 58101 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,83 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края прогнозируется в 2024 году и составит 3350 млн кВт·ч или 6,59 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 302 млн кВт·ч или 0,53 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 17.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края представлены на рисунке 4.



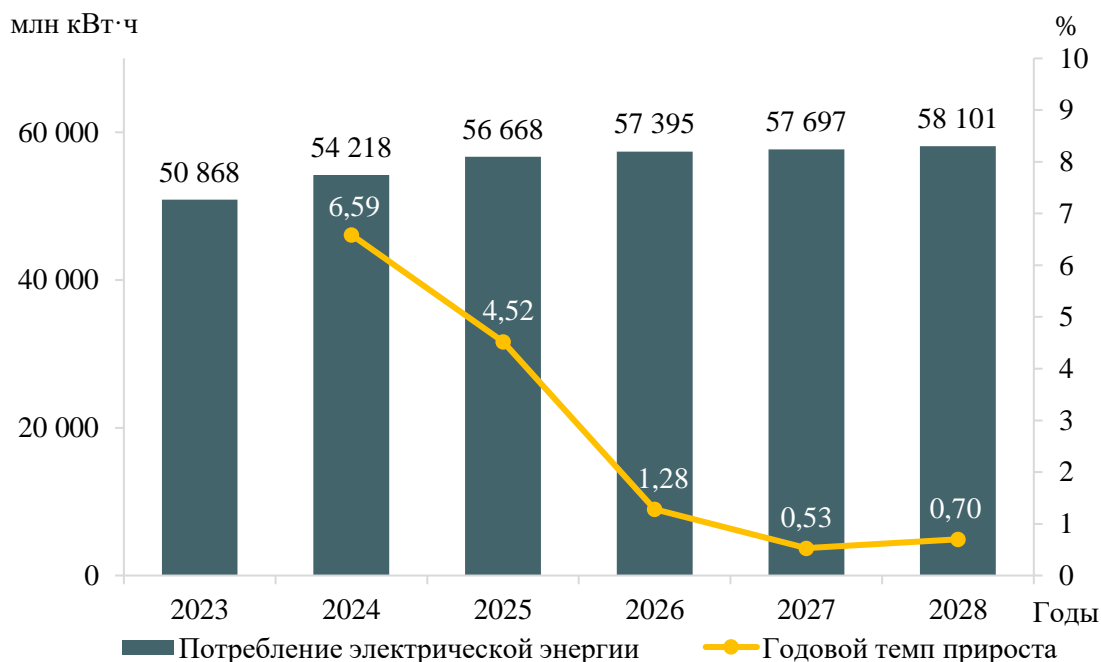


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей, наибольший прирост потребления ожидается на биотехнологическом комплексе глубокой переработке древесины ООО «Тайга Богучаны»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- развитием центров обработки данных.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	7494	7820	8097	8255	8317	8374
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	326	277	158	62	57
Годовой темп прироста, %	–	4,35	3,54	1,95	0,75	0,69
Число часов использования максимума потребления мощности	6788	6933	6999	6953	6937	6938

Максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края к 2028 году прогнозируется на уровне 8374 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,26 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 326 МВт или 4,35 %, что обусловлено реализацией проекта второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»; наименьший – 57 МВт или 0,69 % в 2028 году.

Характер режима электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6938 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленных производств (свыше 63,4 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

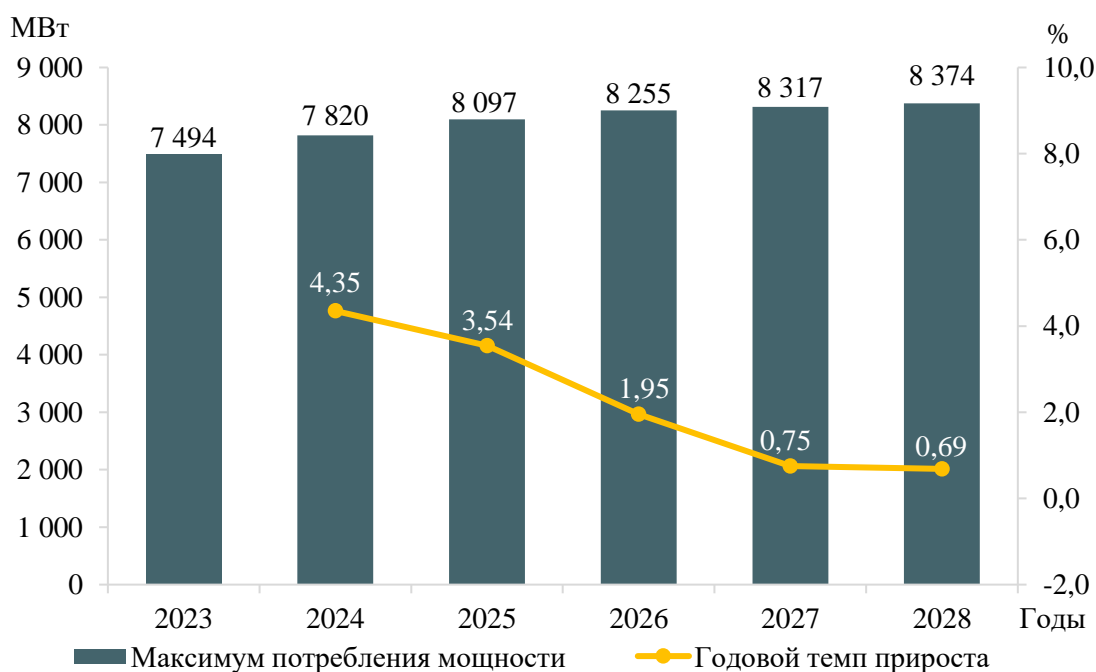


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2023–2028 годах составляют 220 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	–	220	–	–	–	–	220
ТЭС	–	220	–	–	–	–	220

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 417 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2023–2028 годов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	–	255	162	–	–	–	417
ТЭС	–	255	162	–	–	–	417

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 73 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2028 году составит 16387,3 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 22. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 22 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	16117,3	16152,3	16314,3	16387,3	16387,3	16387,3
ГЭС	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4
ТЭС	7115,0	7150,0	7312,0	7385,0	7385,0	7385,0

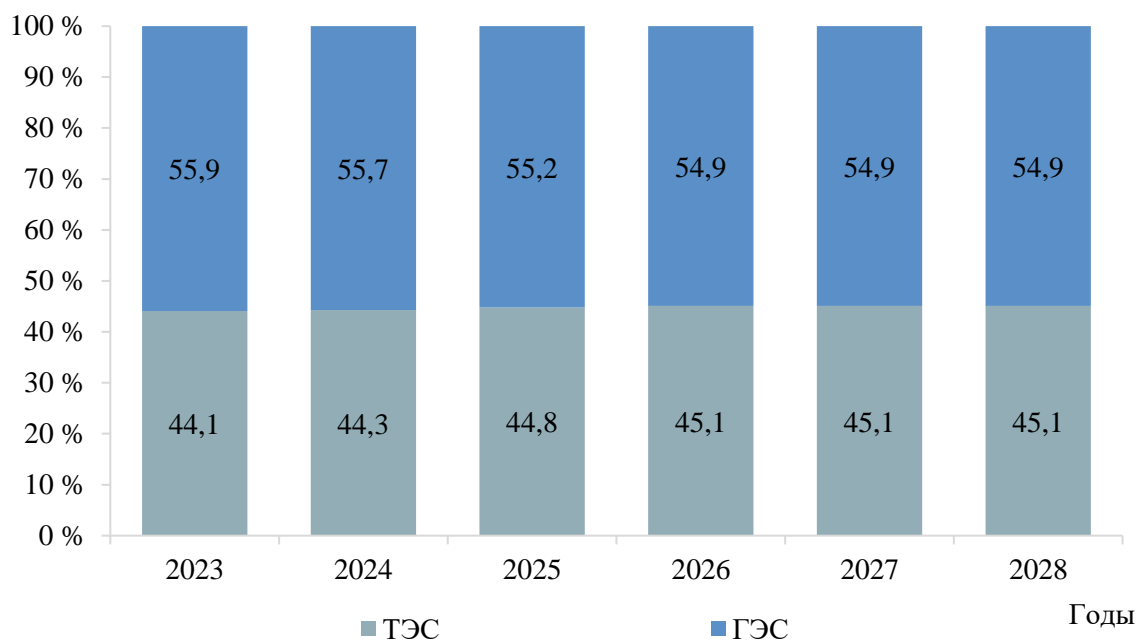


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы**

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	60	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Разукрупнение 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ Назаровской ГРЭС для присоединения автотрансформаторов к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	26	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Создание на ПС 110 кВ Каштан тяговая устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (С-25) и ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) с действием на ОН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 24 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Красноярского края.

Таблица 24 – Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Красноярского края

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 220 кВ Амикан с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 2×40 МВА каждый	ООО Горнорудная компания «Амикан»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО ГРК «Амикан»	ООО ГРК «Амикан»	–	15,20
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга I цепь на ПС 220 кВ Амикан ориентировочной протяженностью 0,249 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,249	–	–	–	–	0,498				
3	Строительство ПС 220 кВ Джебь тяговая с трансформатором 220/35/27,5 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	9,20
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ирбинская – Щетинкино тяговая на ПС 220 кВ Джебь тяговая ориентировочной протяженностью 1,7 км каждый	ОАО «РЖД»	220	км	2×1,7	–	–	–	–	–	3,4				
5	Строительство ПС 220 кВ Кантат с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ФГУП «НО РАО»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФГУП «НО РАО»	ФГУП «НО РАО»	–	40,00
6	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Узловая – Кантат ориентировочной протяженностью 35,2 км	ФГУП «НО РАО»	220	км	2×35,2	–	–	–	–	–	70,4				
7	Строительство ПС 220 кВ Кизир тяговая с двумя трансформаторами 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	17,20
8	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,92 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,92	–	–	–	–	1,84				
9	Реконструкция РУ 220 кВ Красноярской ТЭЦ-3 с установкой трансформатора 220/10 кВ мощностью 63 МВА	Филиал АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» – «Красноярская ТЭЦ-3»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БАМовская ТЭС-1»	ООО «БАМовская ТЭС-1»	–	49,999
10	Реконструкция РУ 220 кВ Назаровской ГРЭС с установкой трансформатора 220/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «Назаровская ГРЭС»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БАМовская ТЭС-1»	ООО «БАМовская ТЭС-1»	–	49,999
11	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магnezит с трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Сибирский магnezит»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Группа «Магnezит»	ООО «Группа «Магnezит»	–	80,00
12	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Раздолинская – Сибирский Магnezит ориентировочной протяженностью 6,216 км	ООО «Сибирский магnezит»	220	км	–	–	2×6,216	–	–	–	12,432				
13	Реконструкция ПС 220 кВ Крупская тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	23,64	40,00



№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
14	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,09	
													ОАО «РЖД»	19,50	10,62	
													ОАО «РЖД»	10,00	10,13	
15	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полос Красноярск»	АО «Полос Красноярск»	–	117,00	
													АО «Полос Красноярск»	–	12,00	
16	Строительство ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ № 4 ориентировочной протяженностью 4,17 км	АО «Богучанский алюминиевый завод»	220	км	–	–	–	–	–	4,17	4,17	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Богучанский алюминиевый завод»	АО «Богучанский алюминиевый завод»	–	1200	
17	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 230 км	ПАО «Россети»	220	км	–	230	–	–	–	–	–	230	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва	ООО «Голевская ГРК»	–	161,00
														ГКУ РТ «Госстройзаказ»	–	35,42
														ООО «ТГРК»	–	30,00
														ООО «Лунсин»	–	24,00
														ООО «Кара-Бельдир»	–	15,00
														Администрация Тоджинского кожууна Республики Тыва	–	15,00
18	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Шушенская-опорная с расширением на одну ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран	ПАО «Россети»	220	х	–	х	–	–	–	–	–	х	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва	ООО «Голевская ГРК»	–	161,00
														ГКУ РТ «Госстройзаказ»	–	35,42
														ООО «ТГРК»	–	30,00
														ООО «Лунсин»	–	24,00
														ООО «Кара-Бельдир»	–	15,00
														Администрация Тоджинского кожууна Республики Тыва	–	15,00
19	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47) со строительством нового участка ВЛ ориентировочной протяженностью 2 км и образованием ВЛ 220 кВ Ергаки – Кызылская ориентировочной протяженностью 150 км	ПАО «Россети»	220	км	–	2	–	–	–	–	–	2	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва	ООО «Голевская ГРК»	–	161,00
														ГКУ РТ «Госстройзаказ»	–	35,42
														ООО «ТГРК»	–	30,00
														ООО «Лунсин»	–	24,00
														ООО «Кара-Бельдир»	–	15,00
														Администрация Тоджинского кожууна Республики Тыва	–	15,00
20	Реконструкция ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздолинская № 1 и ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздолинская № 2 с заменой провода	ПАО «Россети»	220	км	172,41	–	–	–	–	–	344,88	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полос Красноярск»	АО «Полос Красноярск»	–	117,00	
					172,47	–	–	–	–	–	ООО «Группа «Магnezит»		–	80,00		

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
	на провод с допустимой токовой нагрузкой не менее 1450 А ориентировочной протяженностью 172,41 км и 172,47 км											Красноярск», ООО «Группа «Магnezит»	АО «Полос Красноярск»	–	12,00
21	Реконструкция ПС 220 кВ Раздолинская с установкой СТК мощностью -110/+121 Мвар, подключаемого через трансформатор 1Т 220/15,75 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полос Красноярск», ООО «Тайга Богучаны»	АО «Полос Красноярск»	–	117,00
				Мвар	1×-110/+121	–	–	–	–	–	–		-110/+121	ООО «Тайга Богучаны»	–
22	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,09
													ОАО «РЖД»	19,50	10,62
													ОАО «РЖД»	10,00	10,13
23	Реконструкция ПС 220 кВ Ирбинская с установкой БСК 220 кВ мощностью не менее 57 Мвар	ООО «УК Битривер»	220	Мвар	1×57	–	–	–	–	–	57	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «УК Битривер»	ООО «УК Битривер»	–	42,79
24	Разукрупнение 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ Назаровской ГРЭС для присоединения автотрансформаторов к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС	АО «Назаровская ГРЭС»	1362,92	30,00
25	Реконструкция ПС 220 кВ Ачинский НПЗ с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 33 Мвар каждая	АО «АНПЗ ВНК»	110	Мвар	–	2×33	–	–	–	–	66	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
26	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой четырех БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	ПАО «Россети»	110	Мвар	4×29	–	–	–	–	–	116	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полос Красноярск»	АО «Полос Красноярск»	–	117,00
													АО «Полос Красноярск»	–	12,00
													ООО «Тайга Богучаны»	–	144 (162 электростанция)
27	Строительство ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (взамен выводимой из эксплуатации ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш с двумя трансформаторами 1Т 110/6 кВ мощностью 25 МВА и 2Т 110/6 кВ 20 МВА)	АО «Красноярский машиностроительный завод»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Красноярский машиностроительный завод»	АО «Красноярский машиностроительный завод»	20,60	–
28	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Заводская с отпайками (С-1) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – ЦРП Красмаш с отпайками (С-2) до ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш ориентировочной протяженностью 1 км каждая	АО «Красноярский машиностроительный завод»	110	км	2×1	–	–	–	–	–	2				
29	Строительство ПС 110 кВ Гурахта с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Полос Красноярск»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полос Красноярск»	АО «Полос Красноярск»	–	12,00
30	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь и ВЛ 110 кВ Тайга –	АО «Полос Красноярск»	110	км	2×0,4	–	–	–	–	–	0,8				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
	Благодатнинская II цепь до ПС 110 кВ Гурахта ориентировочной протяженностью 0,4 км каждая														
31	Строительство ПС 110 кВ Золото Аяхты с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 10 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Золото Аяхты»	ООО «Золото Аяхты»	–	10,00
32	Строительство ВЛ 110 кВ от РУ 110 кВ ПС 220 кВ Раздолинская до ПС 110 кВ Золото Аяхты	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	км	–	х	–	–	–	–	х				
33	Строительство ПС 110 кВ Илиган тяговая с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,85
34	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	км	2×4,5	–	–	–	–	–	9				
35	Строительство ПС 110 кВ Лодочная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	20,00
36	Строительство отпаяк от КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Тагул I цепь и КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Тагул II цепь до ПС 110 кВ Лодочная ориентировочной протяженностью 4,8 км каждая	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×4,8	–	–	–	–	–	9,6				
37	Строительство ПС 110 кВ Сузун с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	40,00
38	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Ванкор – Сузун ориентировочной протяженностью 91,2 км каждой	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×91,2	–	–	–	–	–	182,4				
39	Строительство ПС 110 кВ Тагул с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	63,00
40	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Тагул ориентировочной протяженностью 71,2 км каждой	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×71,2	–	–	–	–	–	142,4				
41	Строительство ПС 110 кВ Чувакан с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «РН –Ванкор»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	25,463
42	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ванкорская ГТЭС – Западная на ПС 110 кВ Чувакан ориентировочной протяженностью 0,456 км каждый	ООО «РН –Ванкор»	110	км	2×0,456	–	–	–	–	–	0,912				
43	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Ванкор ориентировочной протяженностью 10 км каждой	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	–
44	Строительство ПС 110 кВ АО «Сибagro Биотех» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Сибagro Биотех»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения	АО «Сибagro Биотех»	–	49,00

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
45	Строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шарьповская – Инголь I цепь (С-759), ВЛ 110 кВ Шарьповская – Инголь II цепь (С-758) до новой ПС 110 кВ АО «Сибagro Биотех»		110	км	–	х	–	–	–	–	х	потребителей АО «Сибagro Биотех»			
46	Строительство ПС 110 кВ ООО «ТК Солнечный» с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «ТК Солнечный»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ТК Солнечный»	ООО «ТК Солнечный»	–	49,90
47	Строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ КИСК – Миндерла II цепь до ПС 110 кВ ООО «ТК Солнечный» ориентировочной протяженностью 0,05 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	км	0,05	–	–	–	–	–	0,05				
48	Строительство ЛЭП 110 кВ от ПС 220 кВ КИСК до ПС 110 кВ ООО «ТК Солнечный» ориентировочной протяженностью 7,6 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	км	–	7,6	–	–	–	–	7,6				
49	Строительство ПС 110 кВ Сорокино тяговая с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,40
50	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 2 км каждая	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	4				
51	Строительство ПС 110 кВ ЦОД с трансформатором 110 кВ мощностью 63 МВА	ООО «БАМовская ТЭС-1»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БАМовская ТЭС-1»	ООО «БАМовская ТЭС-1»	–	49,999
52	Строительство КЛ 110 кВ от РУ 110 кВ Красноярской ГРЭС-2 до ПС 110 кВ ЦОД	Филиал АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» – «Красноярская ГРЭС-2»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
53	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-6 с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «АНПЗ ВНК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
54	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – ГПП-6 ориентировочной протяженностью 5 км каждой	АО «АНПЗ ВНК»	110	км	–	2×5	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
55	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-5 с заменой трансформаторов Т1 110/6 кВ и Т2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «АНПЗ ВНК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
56	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	37,80	5,06

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
	трансформатора 110/10 кВ мощностью не менее 63 МВА каждый														
57	Строительство ПС 110 кВ Агул с трансформатором 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,09
58	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул с образованием ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайками	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	км	–	х	–	–	–	–	х				
59	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I цепь с отпайками (С-21) и КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая II цепь с отпайками (С-22) с заменой провода обеих цепей на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпайки на ПС 110 кВ Бугач тяговая на провод с большей допустимой токовой нагрузкой суммарной ориентировочной протяженностью 0,4 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	км	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	37,8	5,06
60	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ГЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск-Восточный тяговая (С-5) с заменой провода на провод с большей допустимой токовой нагрузкой ориентировочной протяженностью 18 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	км	–	18	–	–	–	–	18	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,7	5,8
													ОАО «РЖД»	22,0	12,0
													ОАО «РЖД»	–	19,85
													ОАО «РЖД»	–	20,4
61	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ГЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с заменой провода на провод с большей допустимой токовой нагрузкой ориентировочной протяженностью 21 км	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	км	–	21	–	–	–	–	21	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,7	5,8
													ОАО «РЖД»	22,0	12,0
													ОАО «РЖД»	–	19,85
													ОАО «РЖД»	–	20,4
62	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	26	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,7	5,80
													ОАО «РЖД»	22,0	12,0
													ОАО «РЖД»	–	19,85
													ОАО «РЖД»	–	20,4
63	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	60	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	27,21	6,84
													ОАО «РЖД»	37,80	5,06
64	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
65	Строительство ПС 110 кВ БТК с установкой трех трансформаторов 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ООО «Тайга Богучаны»	110	МВА	–	–	3×125	–	–	–	375	Обеспечение выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителей ООО «Тайга Богучаны»	ООО «Тайга Богучаны»		144 (162 электростанция)
66	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I цепь (С-853) и ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны II цепь (С-854) (строительство участков ЛЭП от	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	х	–	–	–	х				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
	ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I цепь (С-853), ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны II цепь (С-854) до существующей двухцепной ВЛ 10 кВ Приангарская – Краслесинвест, выполненной в габаритах 220 кВ, с демонтажем участков, выполненных в габаритах 10 кВ) до РУ 110 кВ ПС 110 кВ БТК с образованием ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны с отпайкой на ПС БТК I, II цепь														
67	Реконструкция РУ 110 кВ Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителей ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Березовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,7	5,8
													ОАО «РЖД»	22	12
													ОАО «РЖД»	–	19,85
													ОАО «РЖД»	–	20,4
68	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая и ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	27,214	6,84
													ОАО «РЖД»	37,8	5,06
69	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ в ячейках ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая, ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая на оборудование с большей допустимой токовой нагрузкой	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
70	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) на ТТ с большей допустимой токовой нагрузкой	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	27,214	6,84
													ОАО «РЖД»	37,8	5,06

**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 25.

Таблица 25 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Реконструкция ПС 110 кВ ЛДК-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Партизанская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	4	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Соврудник с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА (1969 года изготовления) на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	МУП УККР Северо-Енисейского района по договору с филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений



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

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

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

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

## **6 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию**

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

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

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

2) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 17.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденной приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2021 № 32@;

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

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

– на 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 Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края оценивается в 2028 году в объеме 58101 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,83 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края к 2028 году увеличится и составит 8374 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,26 %.

Наиболее высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления ОАО «РЖД» за счет реализации проекта «Кузбасс-порты Дальнего Востока».

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6788–6938 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 417 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2028 году составит 16387,3 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1097,782 км, трансформаторной мощности 2521,5 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

3. Схема и программа развития 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**

В формате файла Excel.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

В формате файла Excel.