

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА Г. МОСКВЫ И МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 2

МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Описание энергосистемы .....	9
1.1 Основные внешние электрические связи .....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	10
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	10
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	11
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	12
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	15
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	21
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	21
2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха .....	21
2.1.2 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск .....	23
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	25
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	25
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и выше, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	108
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	156
2.2.4 Не принятые предложения сетевых организаций .....	156
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	159
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	159
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо	

	для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	163
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	164
2.4.1	Энергосистема г. Москвы и Московской области .....	164
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	164
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	167
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	170
3.3	Прогноз потребления мощности.....	172
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	174
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	177
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	177
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Московской области.....	179
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	194
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	198
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети... ..	208
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей района ПС 35 кВ Петровская .....	208
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей района ПС 35 кВ Голубино .....	213
5.3	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей района ПС 35 кВ Вахромеево .....	218
5.4	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей района д. Першутино .....	224

6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	232
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	233
7.1	Основные подходы .....	233
7.2	Исходные допущения.....	234
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	237
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	238
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	239
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	242
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	243
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	245
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	248

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АО	–	аварийное отключение
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИА	–	исполнительный аппарат
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЗ	–	короткое замыкание
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КРУ	–	комплектное распределительное устройство
КРУН	–	комплектное распределительное устройство для наружной установки
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КРУЭН	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией для наружной установки
КС	–	контролируемое сечение
ЛР	–	линейный разъединитель
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МП	–	муниципальное предприятие

МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
н/д	–	нет данных
НВ	–	нормативное возмущение
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОДЗ	–	область допустимых значений
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПД	–	проектная документация
ПК	–	персональный компьютер
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПФО	–	Приволжский федеральный округ
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
сек.; сш	–	секция шин
СК	–	синхронный компенсатор
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТГ	–	турбогенератор
ТМ	–	телемеханика

ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$I_{адтн}$	–	значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	–	значение длительно допустимой токовой нагрузки
$I_{расч}$	–	расчетное значение тока
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы г. Москвы и Московской области на 2025–2030 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «город Москва»;
- книга 2 «Московская область».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы г. Москвы и Московской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

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

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

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

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



## 1 Описание энергосистемы

Энергосистема г. Москвы и Московской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – г. Москва и Московская область.

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

– филиал ПАО «Россети» – Московское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории г. Москвы и Московской области;

– ПАО «Россети Московский регион» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории г. Москвы и Московской области;

– АО «Объединенная энергетическая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории г. Москвы;

– АО «Мособлэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Московской области.

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема г. Москвы и Московской области связана с энергосистемами:

– Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ЛЭП 750 кВ – 2 шт., ЛЭП 500 кВ – 2 шт., ЛЭП 220 кВ – 4 шт., ЛЭП 110 кВ – 8 шт.;

– Тульской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ): ЛЭП 220 кВ – 5 шт., ЛЭП 110 кВ – 4 шт.;

– Калужской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 1 шт., ЛЭП 220 кВ – 2 шт., ЛЭП 110 кВ – 1 шт.;

– Смоленской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ЛЭП 110 кВ – 3 шт.;

– Рязанской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 2 шт., ЛЭП 220 кВ – 1 шт., ЛЭП 110 кВ – 7 шт.;

– Владимирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 2 шт., ЛЭП 220 кВ – 1 шт., ЛЭП 110 кВ – 5 шт.;

– Ярославской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ): ЛЭП 220 кВ – 2 шт.;

– Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 1 шт.

## 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Московской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Московской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
–	–
Более 20 МВт	
ООО «Кроношпан»	36,0
Филиал «ВМУ» АО «ОХК «Уралхим»	27,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, на 01.01.2024 составила 5484,6 МВт, в том числе: ГЭС – 47,4 МВт, ГАЭС – 1200 МВт, ТЭС – 4237,2 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 отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	5484,6	–	–	–	–	5484,6
ГЭС	47,4	–	–	–	–	47,4
ГАЭС	1200,0	–	–	–	–	1200,0
ТЭС	4237,2	–	–	–	–	4237,2

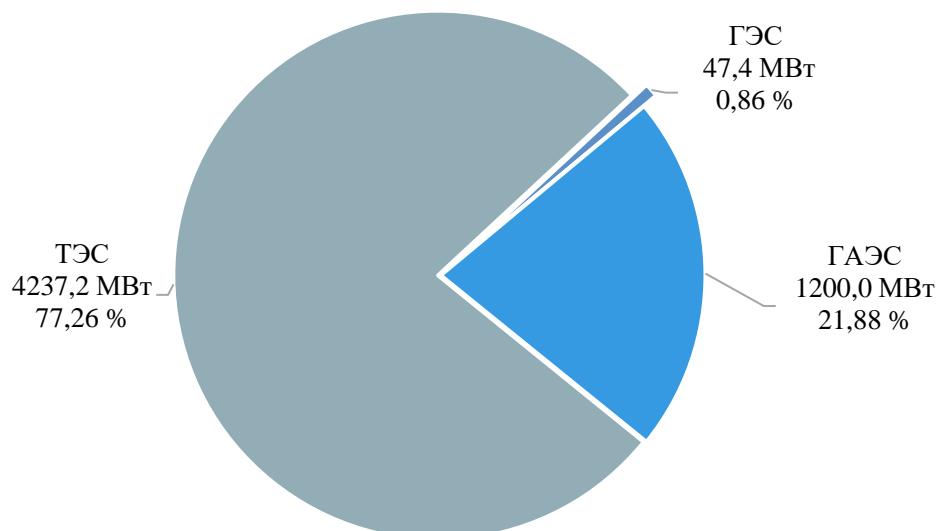


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, по состоянию на 01.01.2024

#### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области в 2023 году составило 21415,8 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 157,1 млн кВт·ч, ГАЭС – 1873,3 млн кВт·ч, ТЭС – 19385,4 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	20274,3	17406,1	19999,6	20840,4	21415,8
ГЭС	128,2	180,5	116,4	150,5	157,1
ГАЭС	1778,3	1790,3	1858,8	1879,7	1873,3
ТЭС	18367,7	15435,3	18024,4	18810,2	19385,4

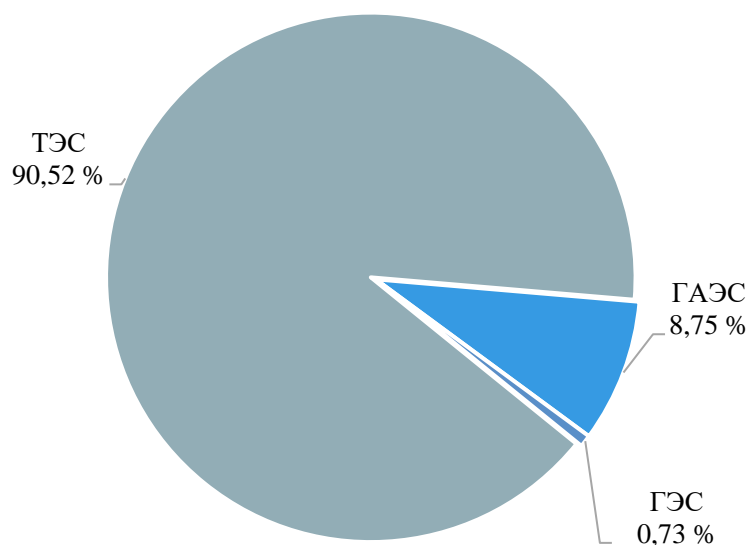


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	107694	106234	115485	117383	118802
Годовой темп прироста, %	-0,48	-1,36	8,71	1,64	1,21
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	105257	103778	112940	114807	116223
Годовой темп прироста, %	-0,37	-1,41	8,83	1,65	1,23
Максимум потребления мощности, МВт	17353	17205	19488	18665	19790
Годовой темп прироста, %	-0,87	-0,85	13,27	-4,22	6,03
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6066	6032	5795	6151	5873

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	23.01 18:00	10.12 18:00	22.12 17:00	13.01 17:00	14.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,2	-9,1	-21,5	-14,6	-10,9
<i>Московская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	55096	55572	60533	61957	62995
Годовой темп прироста, %	0,21	0,86	8,93	2,35	1,68
Доля потребления электрической энергии Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	51,2	52,3	52,4	52,8	53,0
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	52658	53116	57988	59382	60416
Годовой темп прироста, %	0,45	0,87	9,17	2,40	1,74
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	8510	8725	9867	9343	10137
Годовой темп прироста, %	0,18	2,53	13,09	-5,31	8,5
Доля потребления мощности Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	49,0	50,7	50,6	50,1	51,2
Число часов использования потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6188	6088	5877	6356	5960

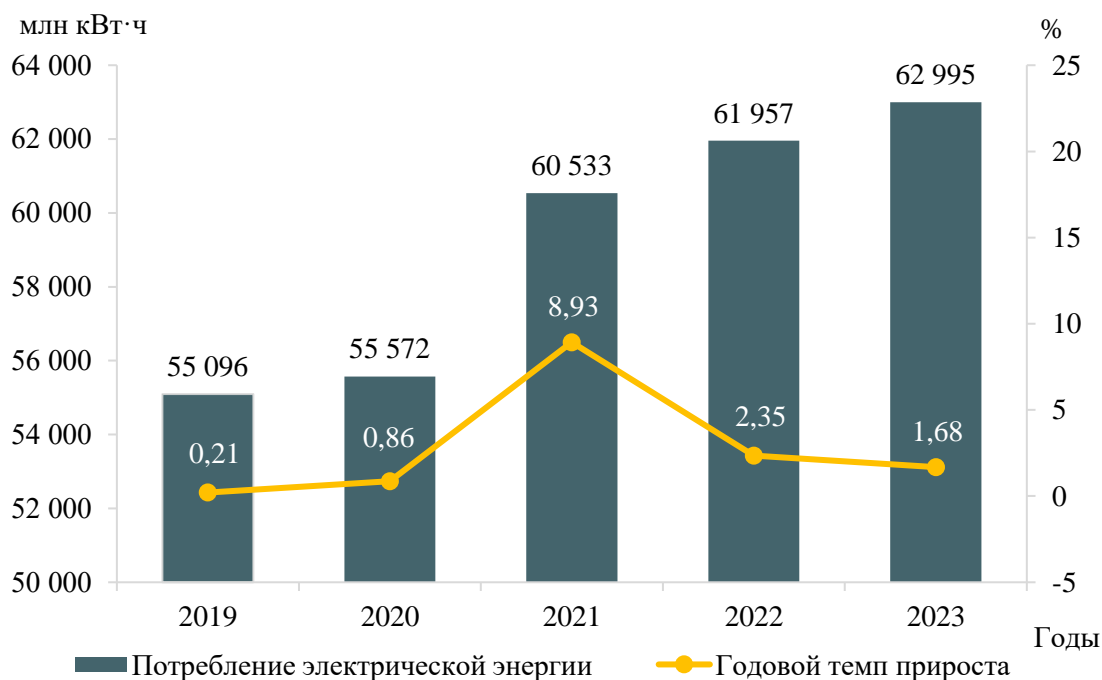


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы по территории Московской области и годовые темпы прироста

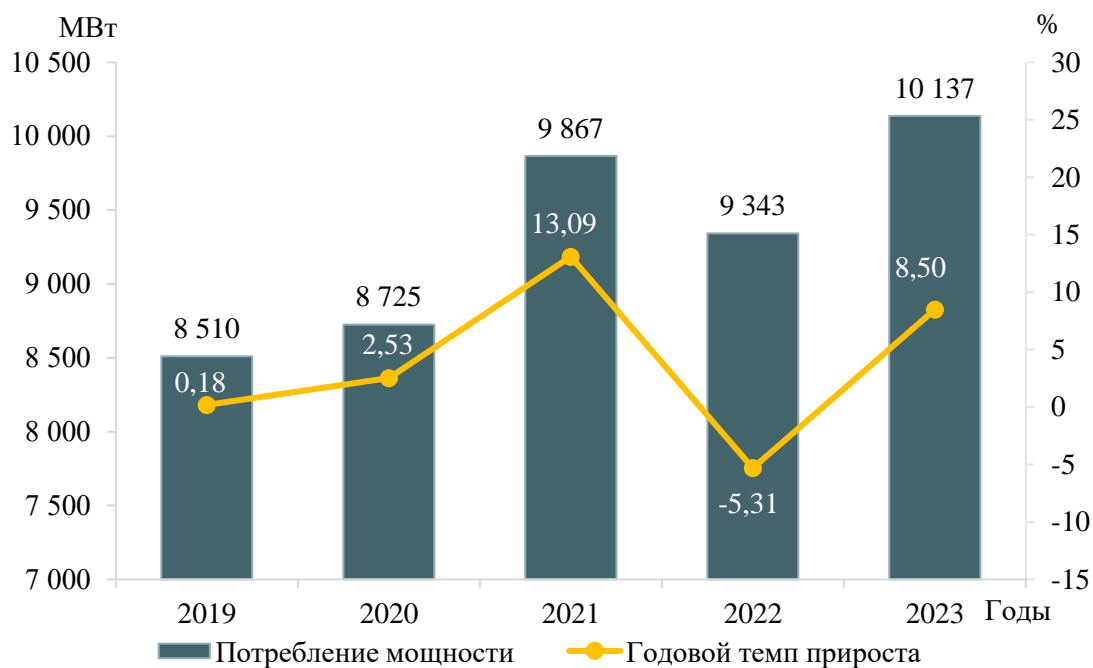


Рисунок 4 – Потребление мощности Московской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области выросло на 10590 млн кВт·ч и составило в 2023 году 118802 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,88 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,36 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области вырос на 2285 МВт и составил 19790 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,48 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 13,27 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2022 году и составило 4,22 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области был зафиксирован в 2024 году в размере 19846 МВт.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии Московской области выросло на 8012 млн кВт·ч и составило 62995 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,76 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,93 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2019 году и составил 0,21 %.

Доля Московской области в суммарном потреблении электрической энергии увеличилась с 51,2 % в 2019 году до 53,0 % в 2023 году (или на 1,8 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности Московской области выросло на 1642 МВт и составило 10137 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,60 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 13,09 % в 2021 году; наибольшее годовое снижение мощности – в 2022 году и составило 5,31 %, что

обусловлено более высокими ТНВ и снижением потребления в сфере услуг, домашних хозяйствах и обрабатывающих производствах.

Доля Московской области в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период повысилась с 49,0 % до 51,2 % (или на 2,2 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии Московской области более плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, что объясняется преобладанием в структуре потребления электрической энергии обрабатывающих производств с полунепрерывным режимом работы.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Московской области был зафиксирован в 2024 году в размере 10676 МВт.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями обрабатывающих производств;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта, в том числе вводом МЦД-1 и МЦД-2;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции, в том числе за счет ввода тепличных хозяйств;
- вводом объектов жилищного строительства, торговых и офисных центров.

## 1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с отпайками. Замена провода АС-150 на АС-150	ПАО «Россети Московский регион»	2019	8,23 км
2	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Мичурино от ВЛ 110 кВ Октябрьская – Омега	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,4 км
3	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Мичурино от ВЛ 110 кВ Октябрьская – Эра	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,37 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Электроугли – Малаховка с отпайками. Замена провода АС-150 на АС-150	ПАО «Россети Московский регион»	2019	8,23 км
5	110 кВ	КВЛ 110 кВ Яковлево – Тураево с отпайками. Замена провода АС-150/24 на АС-150/24 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,21 км
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Новософрино – Трубино. Замена провода МП-240 на АС-400 в пролетах опор 60–69	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,34 км
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Голутвин – Рубин. Замена провода М-95 на АНВП 180,61 в пролетах опор № 15–24	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,58 км
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I цепь с отпайками. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24 в пролетах опор № 125–129	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,98 км
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24 в пролетах опор № 125–129	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,98 км
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24 в пролетах опор № 193–199	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,28 км
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ Хвойная – Новые Подлипки I цепь. Замена провода М-95 и АС-150/24 на АС-240/32	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,75 км
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Хвойная – Новые Подлипки II цепь. Замена провода АС-150/24 на АС-240/33	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,83 км
13	110 кВ	ВЛ 110 кВ ЦАГИ – Раменская I цепь. Образована из ВЛ 110 кВ Донино – ЦАГИ I цепь с отпайкой на ПС Раменская путем отключения от ПС 110 кВ Донино и подключением к ПС 110 кВ Раменская	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,03 км
14	110 кВ	ВЛ 110 кВ ЦАГИ – Раменская II цепь. Образована из ВЛ 110 кВ Донино – ЦАГИ II цепь с отпайкой на ПС Раменская путем отключения от ПС 110 кВ Донино и подключением к ПС 110 кВ Раменская	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,03 км
15	110 кВ	ВЛ 110 кВ Чанки – Пески. Замена провода М-95 на АС-150 в пролетах опор № 13–26	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,4 км



№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная. Замена провода М-95 на АС-150/24 в пролетах опор № 42–46	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,81 км
17	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная. Замена провода М-95 на АС-150 в пролетах опор № 9–26	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,92 км
18	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная. Замена провода М-95 на АС-150/24 в пролетах опор № 1–9	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,33 км
19	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бор – Добрыниха с отпайками. Замена провода АС-150 на АС-240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,45 км
20	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бор – Лужники с отпайками. Замена провода АС-150 на АС-240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,45 км
21	110 кВ	ВЛ 110 кВ Орево – Экран. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,33 км
22	110 кВ	ВЛ 110 кВ Прогресс – Некрасовка. Замена провода АС-150/24 на АСВТ-15,2-128/36-I и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,44 км
23	110 кВ	ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск. Замена провода М-70 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,83 км
24	110 кВ	ВЛ 110 кВ Тишково – Пахра с отпайкой на ПС Транспортная. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,91 км
25	110 кВ	ВЛ 110 кВ Хомутово – Новодомодедово. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,91 км
26	220 кВ	КВЛ 220 кВ Новософрино – Тютчево. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Новософрино – Уча на ПС 220 кВ Тютчево	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,64
27	220 кВ	КВЛ 220 кВ Тютчево – Уча. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Новософрино – Уча на ПС 220 кВ Тютчево	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,63
28	220 кВ	КВЛ 220 кВ Лесная – Пахра. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвПпу2г 1×2500сгж/300ов-127/220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	4,98
29	220 кВ	КВЛ 220 кВ Образцово – Лесная. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвПпу2г 1×2500сгж/300ов-127/220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	4,98

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
30	110 кВ	КВЛ 110 кВ Красногорская – Строгино I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПпу2г 1×1000гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,8
31	110 кВ	КВЛ 110 кВ Красногорская – Нахабино I цепь. Замена провода АС 240/32 на кабель ПвПпу2г 1×1000гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,2
32	110 кВ	КВЛ 110 кВ Красногорская – Нахабино II цепь. Замена провода АС 240/32 на кабель ПвПпу2г 1×1000гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,2
33	110 кВ	КЛ 110 кВ Красногорская – Рублево № 1. Замена провода АС-150/24 на кабель 2XS(FL)2Y-LWL 1×1200 RMS/265-220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	5,45
34	110 кВ	КЛ 110 кВ Красногорская – Рублево № 2. Замена провода АС-150/24 на кабель 2XS(FL)2Y-LWL 1×1200 RMS/265-220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	5,45
35	110 кВ	ВЛ 110 кВ Суворово – Шиферная I цепь с отпайкой на ПС Колыберево. Замена провода М-70 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,57
36	110 кВ	ВЛ 110 кВ Суворово – Шиферная II цепь с отпайкой на ПС Колыберево. Замена провода М-70 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,57
37	220 кВ	КВЛ 220 кВ Дмитров – Радуга. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга на ПС 220 кВ Дмитров	ПАО «Россети»	2023	16,32
38	220 кВ	КВЛ 220 кВ Ярцево – Дмитров. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга на ПС 220 кВ Дмитров	ПАО «Россети»	2023	16,32
39	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ступино – Тепличная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ступино на ПС 220 кВ Тепличная	ПАО «Россети»	2023	0,07
40	220 кВ	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Тепличная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ступино на ПС 220 кВ Тепличная	ПАО «Россети»	2023	0,14
41	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино I цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2023	6,67
42	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2023	6,67

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	500 кВ	Замена фазы «А» АТ-1 мощностью 115 МВА на новую, мощностью 115 МВА на ПС 500 кВ Ногинск	ПАО «Россети»	2019	115 МВА
2	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Дальняя	ПАО «Россети»	2019	40 МВА
3	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2019	2×250 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Азотная	Абонентская	2019	63 МВА
5	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Волоколамск	ПАО «Россети Московский регион»	2019	25 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Мичурино	ОАО «РЖД»	2019	2×25 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Пернатово	ПАО «Россети Московский регион»	2019	25 МВА
8	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Поварово	ПАО «Россети Московский регион»	2019	2×40 МВА
9	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Ока	ПАО «Россети»	2019	2×63 МВА
10	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Дальняя	ПАО «Россети»	2020	40 МВА
11	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Стекольная	Абонентская	2020	25 МВА
12	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Темпы	ПАО «Россети»	2020	200 МВА 25 МВА
13	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Волоколамск	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дарьино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	80 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Топканово	ПАО «Россети Московский регион»	2020	10 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Хомутово	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
17	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Ядрошино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	63 МВА
18	500 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2021	2×500 МВА
19	500 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Ногинск	ПАО «Россети»	2021	2×500 МВА
20	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Ока	ПАО «Россети»	2021	2×200 МВА
21	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Радищево	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
22	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Темпы	ПАО «Россети»	2021	200 МВА 25 МВА
23	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2021	100 МВА
24	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Пролетарий	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2×16 МВА
25	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Прудная (ММП)	ПАО «Россети Московский регион»	2021	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
26	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2022	100 МВА
27	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Западная	ПАО «Россети»	2022	2×125 МВА
28	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тютчево	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2×125 МВА 2×25 МВА
29	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дзержинская	ПАО «Россети Московский регион»	2022	25 МВА
30	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Минеральная	ПАО «Россети Московский регион»	2022	40 МВА
31	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Северово	ПАО «Россети Московский регион»	2022	63 МВА
32	500 кВ	Замена автотрансформаторов на ПС 500 кВ Трубино	ПАО «Россети»	2023	2×500 МВА
33	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Трубино	ПАО «Россети»	2023	2×100 МВА
34	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тепличная	Абонентская	2023	80 МВА
35	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Северово	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА
36	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Анино	ПАО «Россети Московский регион»	2023	10 МВА
37	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Манихино	ОАО «РЖД»	2023	25 МВА
38	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Тучково	ОАО «РЖД»	2023	25 МВА
39	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Планерная	ПАО «Россети Московский регион»	2023	40 МВА
40	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Молоково (ММП)	ПАО «Россети Московский регион»	2023	40 МВА
41	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Гжель (ММП)	ПАО «Россети Московский регион»	2023	25 МВА
42	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Духанино	ПАО «Россети Московский регион»	2023	2×25 МВА

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

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

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

– энергорайон расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха;

– энергорайон расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск.

#### **2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха**

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Никоново – Столбовая превышает ДДТН на величину до 10 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Лаговская – Никоново превышает ДДТН на величину до 11 %, токовая нагрузка СЭВ 110 кВ ПС 110 кВ Никоново превышает ДДТН на величину до 6 %, токовая нагрузка АТ-4 ПС 220 кВ Бугры превышает ДДТН на величину до 2 %, токовая нагрузка АТ-5 ПС 220 кВ Бугры превышает ДДТН на величину до 1 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО на величину до 10 МВт</p>	<p>Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км</p>

2.1.2 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением участка ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отпайкой на ПС Чеховская от ПС 220 кВ Луч до отпайки на ПС 110 кВ Чеховская токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волоколамск – Панфиловская превышает ДДТН на величину до 19 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме 18,1 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км</p>



## 2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (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
2019	18.12.2019	2,5
	19.06.2019	22,1
2020	16.12.2020	-3,6
	17.06.2020	24,3
2021	15.12.2021	-2,4
	16.06.2021	20,1
2022	21.12.2022	-5,9
	15.06.2022	15,9
2023	20.12.2023	3,1
	21.06.2023	15,5
	14.12.2023 <sup>1)</sup>	-8,0
2024	04.01.2024 <sup>1)</sup>	-15,0
	08.01.2024 <sup>1)</sup>	-15,0

Примечание – <sup>1)</sup> Приведены температуры в дни иных замеров.

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

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{длн}$ ) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{длн}$ ) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Московский регион»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Московский регион» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 11 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023–2024 гг.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Гжель	110/35/6	T-1	115/34,5/6,6	25	19,41	20,18	20,39	20,37	15,19	13,22	16,41	13,51	11,59	17,41	0
			T-2	115/34,5/6,6	25	14,13	18,68	19,83	18,96	21,45	9,53	10,28	10,44	11,24	11,39	
2	ПС 110 кВ Солнечногорск	110/35/6	T-1	105/34,5/6,6	20	10,13	13,05	11,39	15,92	13,52	6,16	7,26	8,90	10,59	11,41	0
			T-2	105/34,5/6,6	20	11,06	19,36	19,57	21,53	24,08	7,02	10,60	7,57	8,74	15,48	
			T-3	110/34,5/6,6	40	14,94	16,12	18,16	15,32	18,05	13,92	10,44	11,66	12,06	10,56	
3	ПС 110 кВ Роса	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	14,13	16,16	19,20	16,89	17,33	9,02	8,51	9,58	10,52	11,13	0
			T-2	115/11/6,6	25	10,98	14,58	16,36	15,94	12,80	7,41	7,01	8,08	6,67	9,46	
4	ПС 110 кВ Алабушево	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	14,70	19,12	19,14	16,52	17,40	13,27	9,07	12,53	13,51	12,09	0
			T-2	115/11/6,6	40,5	17,42	19,30	18,33	16,08	13,85	10,66	13,79	12,27	10,02	9,79	
5	ПС 110 кВ Луговая	110/10/6	T-1	115/11/6,6	40	10,63	15,24	15,32	19,45	18,75	9,38	12,13	17,06	11,76	18,62	0
			T-2	115/11/6,6	25	13,96	13,40	15,84	15,99	18,3	14,80	10,97	6,39	5,78	8,64	
		110/35/6	T-3	115/34,5/6,6	40	34,98	35,06	38,02	39,77	37,72	21,28	21,02	17,26	24,51	22,28	
			T-4	115/34,5/6,6	40	23,86	24,83	28,39	32,96	35,43	17,76	16,26	19,14	14,06	16,49	
6	ПС 110 кВ Речная	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	15,80	16,51	17,32	17,97	16,75	16,46	11,02	14,61	12,67	16,54	0
			T-2	115/38,5/11	25	21,95	23,24	21,60	19,95	25,13	14,91	19,43	18,25	15,93	16,93	
7	ПС 110 кВ Мамонтовская	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	17,19	18,72	18,96	19,94	22,00 <sup>1)</sup>	13,41	13,37	17,85	12,40	16,38	0
			T-2	115/11/6,6	25	14,90	14,82	13,60	13,28	13,06 <sup>1)</sup>	13,76	11,29	7,83	8,71	5,46	
8	ПС 110 кВ Тополь	110/10/6	T-1	115/11/6,6	40	26,51	27,41	26,95	25,24	28,36	25,21	27,44	20,89	22,54	25,35	0
			T-2	115/11/6,6	40	21,19	22,77	23,27	24,23	22,27	22,70	15,00	20,93	18,97	21,48	
9	ПС 110 кВ Время	110/10	T-1	115/11	16	7,41	8,80	10,46	9,26	9,19	8,21	4,39	6,38	5,51	5,78	0
			T-2	115/11	16	12,49	14,62	9,04	15,93	14,95	6,76	8,38	9,95	10,56	10,44	
10	ПС 110 кВ Кварц	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	40	19,17	27,37	34,35	31,94	31,11	13,01	15,28	13,34	15,44	18,2	0
			T-2	115/38,5/6,6	40	20,23	21,12	18,69	23,55	23,5	14,04	9,41	12,51	10,99	12,88	
11	ПС 110 кВ Молоково	110/10	T-1	115/11	16	10,67	14,31	14,87	16,88	16,86	4,03	7,01	7,32	8,08	8,70	0
			T-2	115/11	16	11,26	12,3	13,38	14,52	14,72	7,84	6,47	6,15	5,77	6,77	
12	ПС 110 кВ Раменская	110/6/6	T-1	115/6,3/6,3	25	13,23	16,88	17,16	17,01	14,64	8,93	10,77	12,17	11,23	12,87	0
			T-2	115/6,3/6,3	25	17,72	18,74	18,67	17,78	18,42	16,48	14,10	13,68	12,45	12,27	
13	ПС 110 кВ Лаговская	110/35/6	T-1	115/34,5/6,6	25	14,62	26,06	22,88	24,29	19,81	9,97	10,51	12,47	14,78	16,93	0
			T-2	115/34,5/6,6	25	12,63	19,86	22,07	21,18	22,03	6,35	10,27	8,41	8,16	10,63	
		110/10/10	T-3	115/10,5/10,5	25	9,47	11,32	11,95	12,07	11,62	6,98	7,87	7,8	8,56	7,78	
			T-4	115/10,5/10,5	25	8,26	9,66	9,14	9,77	9,28	5,02	4,61	5,14	4,49	6,09	
14	ПС 110 кВ Лопасня	110/35/6	T-1	110/35/6,6	40	31,04	37,79	38,01	36,99	28,78	21,84	25,93	21,59	19,64	23,55	0
			T-2	104/34,5/6,6	31,5	22,26	23,92	25,89	31,31	33,49	12,15	8,83	10,59	12,01	19,89	
15	ПС 110 кВ Нащеккино	110/10	T-1	115/11	16	5,84	8,37	11,23	12,95	11,80	2,87	3,50	2,94	4,43	6,11	0
			T-2	115/11	16	8,83	12,65	10,13	11,70	10,57	5,30	6,36	4,89	4,65	5,80	
16	ПС 110 кВ Кучино	110/35/6	T-1	105/34,5/6,6	20	10,39	15,30	12,48	16,10	17,89 <sup>1)</sup>	9,77	7,45	7,98	8,57	11,95	0
			T-2	105/34,5/6,6	20	12,19	16,37	14,18	17,07	18,95 <sup>1)</sup>	10,03	8,35	9,81	9,07	11,69	
17	ПС 110 кВ Павшино	110/10/6	T-1	110/11/6,6	40,5	24,04	28,33	25,39	21,47	26,15	18,11	18,58	22,90	17,56	18,21	0
			T-2	110/11/6,6	40,5	22,11	19,68	20,49	23,81	19,40	13,35	11,86	13,33	13,14	15,11	
18	ПС 110 кВ Малаховка	110/10	T-1	115/11	16	11,10	9,56	11,58	8,75	11,50	0,00	5,97	7,10	6,72	7,65	0
			T-2	115/11	16	5,28	7,97	6,23	11,70	8,96	10,98	6,54	5,55	5,75	6,87	
19	ПС 110 кВ Сидорово	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	40	18,21	17,87	17,30	24,70	22,99	11,55	11,80	16,46	10,61	0,01	0
		110/10	T-2	110/11	31,5	12,49	16,80	18,78	16,85	13,55	10,03	12,56	10,54	11,54	27,81	
20	ПС 110 кВ Минеральная	110/10/6	T-1	115/11/6,6	63	21,35	28,15	36,34	33,04	51,38	22,77	22,8	27,17	27,32	29,88	0
			T-2	115/11/6,6	63	37,83	39,4	40,71	н/д	32,74	26,82	29,31	29,5	н/д	29,55	
		110/35/6	T-3	115/38,5/6,6	25	15,4	19,05	16,56	н/д	15,45	8,6	10,62	12,13	н/д	11,16	
		110/20	T-4	115/22	40	0,00	0,00	0,00	0,00	н/д	0,00	0,00	0,00	0,00	н/д	
21	ПС 110 кВ Кудиново	110/35/6	T-1	105/34,5/6,6	20	8,51	17,73	12,99	12,00	11,8	7,80	8,12	11,11	8,59	9,18	0
			T-2	105/34,5/6,6	20	10,32	0,00	11,13	12,34	12,44	9,50	9,05	9,95	9,15	9,86	
22	ПС 110 кВ Нахабино	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	40	23,25	29,95	35,74	33,25	38,23	18,24	17,57	16,91	25,95	22,68	0
			T-2	115/38,5/6,6	40	16,78	18,19	19,24	14,52	17,52	7,16	10,86	17,7	9,38	10,57	
		110/10/10	T-3	115/11/11	25	3,27	4,21	6,02	7,67	8,08	2,38	2,86	2,55	3,95	4,26	
			T-4	115/11/11	25	4,43	5,95	6,33	6,69	6,89	3,63	2,99	4,34	3,67	4,3	
23	ПС 110 кВ Клин	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	63	35,61	36,96	43,39	50,98	46,43	21,79	27,81	27,16	26,49	35,05	0
			T-2	115/38,5/6,6	63	36,64	42,02	38,32	37,25	39,46	24,80	27,24	26,14	27,18	23,03	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023–2024 гг.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
24	ПС 110 кВ Прудная	110/10	T-1	115/11	16	9,66	11,89	13,21	14,69	12,25	6,45	6,42	7,42	8,36	10,81	0
			T-2	115/11	16	13,32	13,25	12,79	14,68	8,48	8,73	7,11	7,43	6,57	3,33	
25	ПС 110 кВ Ям	110/10	T-1	115/11	16	8,62	9,91	13,71	13,81	13,28	6,44	6,44	5,65	6,46	8,54	0
			T-2	115/11	16	11,99	14,56	12,14	12,31	12,78	5,66	5,85	6,67	7,16	6,56	
26	ПС 110 кВ Прогресс	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	25	15,14	16,48	12,59	14,61	16,92	9,98	12,04	12,23	10,39	13,26	0
			T-2	115/10,5/10,5	25	12,55	11,55	14,42	14,40	13,17	12,35	8,78	7,69	7,29	10,27	
27	ПС 110 кВ Пушино	110/35/10	T-1	110/38,5/11	20	9,66	11,54	10,41	10,66	11,6	7,14	7,48	7,76	9,75	7,99	0
		110/10	T-2	115/10,5	20	12,10	13,85	14,45	16,26	14,72	8,96	8,43	8,70	7,26	8,25	
28	ПС 110 кВ Долгопрудная	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	25	14,78	12,69	18,60	14,14	17,86	7,94	12,30	11,36	7,88	10,54	0
			T-2	115/10,5/10,5	25	12,55	17,62	13,32	19,21	13,69	9,65	7,38	7,34	12,45	8,77	
29	ПС 110 кВ Волоколамск	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	0,05	10,55	15,42	12,14	11,61	5,08	0,00	7,13	7,31	11,01	0
			T-2	115/38,5/11	25	18,84	14,06	20,82	14,14	13,54	9,69	4,77	8,35	9,62	16,49	
30	ПС 110 кВ Пушкино	110/35/6	T-1	115/34,5/6,6	40,5	28,31	33,68	32,16	33,20	27,74	22,79	23,17	20,66	21,03	17,10	0
			T-2	115/34,5/6,6	40	15,55	17,76	22,54	19,66	17,33	10,31	9,86	8,75	11,47	10,36	
		110/6/6	T-4	115/6,3/6,3	40	10,07	10,18	10,04	10,06	9,40	4,51	7,19	7,63	6,53	8,52	
31	ПС 110 кВ Климовская	110/35/6	T-1	110/35/6,6	20	13,76	14,39	15,27	15,68	20,36	10,91	9,27	9,44	9,82	10,56	0
			T-2	110/35/6,6	20	11,53	15,79	16,21	15,54	16,03	10,39	9,96	11,85	9,62	10,58	
32	ПС 110 кВ Болятино	110/10/6	T-1	110/11/6,6	63	25,52	37,93	38,61	39,43	38,95	19,54	21,01	26,91	22,24	26,8	0
			T-2	104/11/6,6	63	28,08	25,95	24,17	24,67	24,71	16,10	16,22	15,95	19,00	16,98	
33	ПС 110 кВ Аксаково	110/10	T-1	115/11	16	5,70	13,25	6,34	11,29	14,10	4,52	3,81	9,15	7,02	7,29	0
			T-2	115/11	16	6,07	3,40	11,54	7,49	4,25	3,50	4,10	0,97	4,00	3,38	
34	ПС 110 кВ Туменская	110/10	T-1	115/11	10	3,12	4,12	3,45	5,41	3,87	1,74	2,51	1,88	3,13	3,15	0
			T-2	115/11	6,3	3,25	4,79	4,30	4,52	3,92	2,38	2,48	3,30	2,66	3,26	
35	ПС 110 кВ Полиграф	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	11,26	13,92	14,60	10,35	13,34	8,12	8,67	10,11	7,92	9,12	0
			T-2	115/11/6,6	25	12,35	13,23	12,62	16,39	13,41	9,27	9,00	8,56	9,88	9,96	
36	ПС 110 кВ Соловьево	110/10	T-1	115/11	10	2,39	6,74	7,73	7,29	6,21	2,96	3,34	6,58	4,32	3,06	0
			T-2	115/11	10	4,11	6,12	6,14	5,95	5,88	2,94	2,77	0,00	3,11	5,05	
37	ПС 110 кВ Бронницы	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	40	18,24	19,51	19,31	21,90	21,25	10,26	11,25	16,62	14,69	12,17	0
			T-2	115/10,5/10,5	40	19,80	26,68	29,65	29,46	29,04	13,81	18,44	11,06	12,77	17,58	
38	ПС 110 кВ Сухарево	110/10	T-1	115/11	16	10,82	13,71	14,51	13,25	11,62	8,47	9,27	9,02	9,23	10,92	0
			T-2	115/11	16	5,56	8,35	7,15	8,87	5,30	7,74	6,76	6,06	5,92	8,25	
39	ПС 110 кВ Голицыно	110/35/6	T-1	105/34,5/6,6	20	15,17	18,33	17,67	17,87	19,79 <sup>1)</sup>	10,38	12,71	10,05	10,67	11,66	6
			T-2	105/34,5/6,6	20	7,01	10,86	9,31	10,91	10,96 <sup>1)</sup>	4,97	6,55	5,25	6,26	17,09	
		110/10/6	T-3	115/11/6,6	40	11,22	14,74	14,03	15,10	15,84 <sup>1)</sup>	9,91	9,80	10,39	10,93	11,43	0
40	ПС 110 кВ Новые Подлипки	110/35/6	T-1	105/34,5/6,6	31,5	21,87	20,53	24,41	21,58	21,74	17,93	16,63	17,42	15,24	16,76	0
			T-2	105/34,5/6,6	20	12,09	18,73	15,43	22,60	17,56	8,05	5,24	14,75	11,29	18,40	
			T-3	115/38,5/6,3	40	15,79	16,33	16,06	15,45	15,18	14,81	12,82	12,52	11,60	9,90	
41	ПС 110 кВ Успенская	110/35/6	T-2	110/34,5/6,3	15	2,99	3,61	3,6	3,68	3,5	2,03	1,86	2,12	2,19	2,39	0
			T-4	110/34,5/6,3	15	6,24	7,97	7,54	7,96	5,80	3,93	3,14	4,40	3,90	4,35	
		35/6	T-1	36,75/6,6	10	3,38	4,42	4,19	4,06	3,1	1,98	2,43	1,86	2,35	2,43	
42	ПС 110 кВ Можайск	110/35/10	T-1	110/34,5/11	40	16,69	17,46	20,56	17,20	29,34	16,09	11,52	11,41	11,54	14,96	0
			T-2	110/34,5/11	20	3,90	5,48	4,73	5,89	4,5	3,59	3,27	3,22	3,63	7,29	
43	ПС 110 кВ Акулово	110/6	T-1	115/6,6	10	2,33	2,69	3,92	5,14	1,07	4,46	1,82	4,03	1,65	0,00	0
			T-2	115/6,6	10	4,21	4,65	4,01	2,82	0,00	0,00	2,78	0,00	2,42	3,86	
44	ПС 110 кВ Мамоново	110/10/10	T-1	115/11/11	40	23,75	22,10	23,47	23,97	27,5	14,26	15,42	17,25	15,55	20,12	0
			T-2	115/11/11	40	17,48	21,01	17,58	16,99	17,74	14,17	11,39	8,75	10,39	12,54	
45	ПС 110 кВ Игнатово	110/10/6	T-1	115/11/6,6	40	14,93	15,13	18,05	20,76	15,87	11,17	10,29	11,82	11,90	12,82	0
		110/35/6	T-2	115/38,5/6,6	40	23,70	26,00	29,42	30,41	31,58	20,13	18,56	22,83	21,40	20,90	
		110/35/10	T-3	115/38,5/11	40	15,41	16,69	19,96	15,49	19,96	20,77	12,46	13,50	12,15	15,43	
46	ПС 110 кВ Поварово	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	25,12	24,20	26,76	20,15	22,89	0,00	17,00	18,13	20,83	19,28	0
			T-2	115/38,5/11	40	11,52	13,76	15,96	17,07	12,8	21,99	10,52	11,10	6,66	11,09	
		110/10/10	T-3	115/11/11	40	11,22	15,01	17,23	18,28	14,31	0,07	8,78	9,74	12,64	9,48	
			T-4	115/11/11	40	11,57	17,50	18,55	25,00	24,36	0,07	8,64	12,15	10,69	14,73	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023–2024 гг.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
47	ПС 110 кВ Гальцово	110/10	T-1	115/11	6,3	3,67	5,76	6,61	5,83	7,72	2,77	2,66	1,84	1,61	4,26	0
48	ПС 110 кВ Орево	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	1,01	1,03	1,25	4,81	16,47	1,10	1,22	3,32	3,47	1,44	0
			T-2	115/38,5/6,6	16	2,49	3,05	15,06	0,00	0,00	2,28	2,56	0,00	0,00	2,73	
49	ПС 110 кВ Гребнево	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	20,44	21,88	21,06	23,79	20,64	15,34	17,50	19,28	16,64	16,12	0
		110/35/10	T-2	115/38,5/11	40	16,12	17,90	21,56	17,95	23,09	17,03	15,89	17,65	18,25	19,87	
50	ПС 110 кВ Шаховская	110/35/10	T-1	110/38,5/11	25	11,05	13,20	15,43	13,35	20,82 <sup>1)</sup>	7,99	8,68	8,55	8,99	8,11	0
			T-2	110/38,5/11	25	8,04	10,90	11,48	13,31	19,34 <sup>1)</sup>	8,51	5,67	5,26	8,16	7,93	
51	ПС 110 кВ Ларино	110/10	T-1	115/11	16	5,82	6,67	5,86	7,78	7,25	4,33	5,21	8,07	6,39	7,32	0
		110/10/10	T-3	115/10,5/10,5	40	10,64	11,55	9,84	7,74	9,49	10,04	9,97	5,89	9,05	6,26	
52	ПС 110 кВ Бруски	110/35/6	T-1	110/34,5/6,6	10	2,61	3,26	3,29	2,62	3,48	2,64	2,82	2,57	2,55	4,37	0
		110/6	T-2	110/6,6	6,3	2,68	3,22	2,83	4,99	3,03	2,04	2,40	2,03	1,41	0,00	
53	ПС 110 кВ Руза	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	13,24	16,07	14,39	16,87	14,14	7,83	7,04	8,31	10,84	9,79	0
			T-2	115/38,5/11	25	7,33	9,56	10,20	9,77	10,44	4,69	5,55	6,25	4,82	5,82	
54	ПС 110 кВ Лидино	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	2,88	3,73	11,89	3,50	3,65	2,17	2,89	2,72	2,63	9,33	0
			T-2	115/38,5/11	16	8,58	11,52	12,41	13,18	12,21	5,80	4,64	5,06	5,81	6,74	
55	ПС 110 кВ Веряя	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	9,89	13,98	13,78	14,90	21,88 <sup>1)</sup>	8,04	9,04	9,90	9,45	9,56	0
			T-2	115/38,5/11	25	7,04	8,01	8,25	9,61	16,37 <sup>1)</sup>	6,60	7,59	5,72	6,38	7,97	
56	ПС 220 кВ Встреча	110/10/10	T-3	115/10,5/10,5	25	4,48	6,29	3,37	6,24	6,04	4,01	3,16	1,45	4,28	5,38	0
		110/10	T-4	115/11	16	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,47	0,00	0,00	0,00	
57	ПС 110 кВ Чанки	110/10	T-1	115/11	10	2,38	4,50	5,18	5,72	5,42	3,26	3,11	2,83	3,63	3,16	0
			T-2	115/11	10	6,72	5,83	5,38	4,67	4,82	2,62	4,20	3,93	2,88	4,36	
58	ПС 110 кВ Стрелецкая	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	18,77	21,49	20,61	23,29	18,6	8,86	15,5	15,09	14,41	14,50	0
			T-2	115/38,5/11	25	11,22	12,85	14,85	14,75	16,98	9,3	7,34	8,55	6,16	9,99	
59	ПС 110 кВ Загорново	110/10	T-1	115/11	16	7,16	7,42	5,86	9,36	11,53	6,21	6,47	7,41	6,77	8,48	0
			T-2	115/11	16	6,05	7,84	9,3	10,91	10,33	6,47	6,49	5,39	6,08	7,97	
60	ПС 110 кВ Венюково	110/6/6	T-1	115/6,3/6,3	25	16,28	17,79	21,59	20,44	20,02	12,66	10,1	12,07	13,01	13,06	0
			T-2	115/6,3/6,3	25	6,34	9,69	6,87	9,2	12,14	3,39	5,45	4,6	5,75	6,82	
61	ПС 110 кВ Талез	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	5,63	14,11	13,05	13,53	12,19	5,38	8,63	5,83	4,33	11,09	0
			T-2	115/38,5/11	25	12,75	9,42	10,12	12,63	15,81	6,77	6,23	8,51	9,5	6,11	
62	ПС 110 кВ Рыболово	110/10	T-1	115/11	16	6,65	8,82	4,32	11,14	17,40 <sup>1)</sup>	3,25	4,11	3,52	4,51	5,91	0
			T-2	115/11	16	4,86	6,44	10,6	7,25	11,69 <sup>1)</sup>	2,77	2,34	5,66	3,04	4,09	
63	ПС 110 кВ Гришенки	110/10	T-1	115/11	16	7,6	7,68	7,07	9,71	13,78 <sup>1)</sup>	0	3,12	3,36	3,52	3,80	0
			T-2	115/11	16	5,44	9,73	12,03	9,83	15,66 <sup>1)</sup>	7,47	4,89	4,09	4,84	7,09	

Примечание – <sup>1)</sup> Приведены максимальные нагрузки трансформаторов в день иного замера.

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Гжель	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Солнечногорск	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1962	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	1960	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-40000/110/35/6	1966	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Роса	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	1982	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1982	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Алабушево	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-40500/110/10/6	1967	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Луговая	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1980	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-40000/110/35/6	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТДТН-40000/110/35/6	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Речная	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
7	ПС 110 кВ Мамонтовская	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Тополь	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	1985	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/10/6	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Время	T-1	ТДН-16000/110/10	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1987	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,05	1,05	1,05
10	ПС 110 кВ Кварц	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	2007	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	1998	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
11	ПС 110 кВ Молоково	T-1	ТДН-16000/110/10	1973	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Раменская	T-1	ТРДНС-25000/110/6/6	1983	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДНС-25000/110/6/6	1983	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Лаговская	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1981	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1982	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТРДН-25000/110/10/10	2015	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТРДН-25000/110/10/10	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Лопасня	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-31500/110/35/6	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Нашекино	T-1	ТДН-16000/110/10	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
16	ПС 110 кВ Кучино	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1960	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	1963	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Павшино	T-1	ТДТНГ-40500/110/10/6	1972	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-40500/110/10/6	1971	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
18	ПС 110 кВ Малаховка	T-1	ТДН-16000/110/10	1993	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1993	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Сидорово	T-1	ТРДН-40000/110/10/10	1994	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДНГ-31500/110/10	1980	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
20	ПС 110 кВ Минеральная	T-1	ТДТН-63000/110/10/6	1995	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-63000/110/10/6	1995	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТДЦТН-25000/110/35/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-4	ТДН-40000/110/20	2022	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
21	ПС 110 кВ Кудиново	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1959	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1964	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
22	ПС 110 кВ Нахабино	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	2009	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	2009	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТРДН 25000/110/10/10	2010	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТРДН 25000/110/10/10	2010	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
23	ПС 110 кВ Клин	T-1	ТДТН-63000/110/35/6	1995	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-63000/110/35/6	1995	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
24	ПС 110 кВ Прудная	T-1	ТДН-16000/110/10	2002	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110/10	2003	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
25	ПС 110 кВ Ям	T-1	ТДН-16000/110/10	1980	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1980	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Прогресс	T-1	ТРДМ-25000/110/10/10	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДМ-25000/110/10/10	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
27	ПС 110 кВ Пушино	T-1	ТДТН-20000/110/35/10	1966	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДНГ-20000/110/10	1964	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
28	ПС 110 кВ Долгопрудная	T-1	ТРДН-25000/110/10/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110/10/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
29	ПС 110 кВ Волоколамск	T-2	ТДТН-25000/110/35/10	1969	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1990	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Пушкино	T-1	ТДТНГ-40500/110/35/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	1972	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТНГ-40500/110/35/6	2003	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТДТН-40000/110/6/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
31	ПС 110 кВ Климовская	T-1	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1966	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
		Т-2	ТДТГ-20000/110/35/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
32	ПС 110 кВ Болятино	Т-1	ТДТН-63000/110/10/6	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-63000/110/10/6	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
33	ПС 110 кВ Аксаково	Т-1	ТДН-16000/110/10	1973	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	2004	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
34	ПС 110 кВ Туменская	Т-1	ТДН-10000/110/10	1969	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1983	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
35	ПС 110 кВ Полиграф	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1972	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1973	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
36	ПС 110 кВ Соловьево	Т-1	ТДН-10000/110/10	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
37	ПС 110 кВ Бронницы	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	2013	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-40000/110/10/10	2013	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
38	ПС 110 кВ Сухарево	Т-1	ТДН-16000/110/10	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	2003	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
39	ПС 110 кВ Голицыно	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1957	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1965	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН 40000/110/10/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-4	ТДТН 40000/110/10/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
40	ПС 110 кВ Новые Подлипки	Т-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	1963	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	1983	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-40000/110/35/6	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
41	ПС 110 кВ Успенская	Т-1	ТМН-10000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТДТГ-15000/110/35/6	1958	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТМН-10000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-4	ТДТГ-15000/110/35/6	1958	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
42	ПС 110 кВ Можайск	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	1994	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТНГУ-20000/110/35/10	1964	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
43	ПС 110 кВ Акулово	Т-1	ТДН-10000/110/6	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-10000/110/6	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
44	ПС 110 кВ Мамоново	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	2007	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,175	1,15
		Т-2	ТРДН-40000/110/10/10	2007	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,175	1,15
45	ПС 110 кВ Игнатово	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	2006	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	2006	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-40000/110/35/10	2006	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
46	ПС 110 кВ Поварово	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	2015	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2019	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТРДН-40000/110/10/10	2019	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТРДН-40000/110/10/10	2000	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
47	ПС 110 кВ Гальцово	Т-1	ТМН-6300/110/10	1980	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
48	ПС 110 кВ Орево	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	1968	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	1968	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
49	ПС 110 кВ Гребнево	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	1975	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
50	ПС 110 кВ Шаховская	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2018	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
51	ПС 110 кВ Ларино	Т-1	ТДН-16000/110/10	1973	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1973	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТРДН-40000/110/10/10	2008	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
52	ПС 110 кВ Бруски	Т-1	ТДТГ-10000/110/35/6	1975	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМ-6300/110/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
53	ПС 110 кВ Руза	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
54	ПС 110 кВ Лидино	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	2003	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	2003	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
55	ПС 110 кВ Веря	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
56	ПС 220 кВ Встреча	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1969	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТРДН-25000/110/10/10	2014	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТДН-16000/110/10	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
57	ПС 110 кВ Чанки	Т-1	ТДН-10000/110/10	1989	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
58	ПС 110 кВ Стрелецкая	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1982	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1982	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
59	ПС 110 кВ Загорново	Т-1	ТДН-16000/110/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
60	ПС 110 кВ Венюково	Т-1	ТРДН-25000/110/6/6	2017	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110/6/6	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
61	ПС 110 кВ Талеж	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1996	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1996	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
62	ПС 110 кВ Рыболово	Т-1	ТДН-16000/110/10	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110/10	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
63	ПС 110 кВ Гришенки	Т-1	ТДН-16000/110/10	1972	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Гжель	2021 / зима	40,22	ПС 110 кВ Гжель	ОАО «РЖД»	18.07.2023	ИА-23-303-15371(642587)	2026	4,99	0	35	3,49	40,3	44,22	44,22	44,22	44,22	44,22
				ПС 110 кВ Гжель	Физ. лицо	10.04.2024	2402846/ЦА	2026	1,42	0	6	0,14						
				ПС 110 кВ Гжель	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,77	0	0,4	0,08						
2	ПС 110 кВ Солнечногорск	2023 / зима	55,65	ПС 35 кВ Валуйки	Физ. лицо	22.12.2020	ИА-20-302-2432(820567)	2025	1,67	0,44	35	0,49	57,87	57,87	57,87	57,87	57,87	57,87
				ПС 110 кВ Солнечногорск	ООО «Доходный дом»	17.08.2022	395/3ТП/ЦНТ-2022	2024	1,66	0	0,4	0,66						
				ПС 35 кВ Коврово	ООО «Богаевский карьер»	04.10.2021	ИА-21-303-7500(541459)	2024	0,5	0	35	0,2						
				ПС 110 кВ Солнечногорск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	7,28	0	0,4	0,73						
3	ПС 110 кВ Роса	2021 / зима	35,56	ПС 110 кВ Роса	ООО «ПРОМИН»	21.08.2012	ИА-12-302-3210(926786)	2024	2,90	0	10	1,16	42,50	43,31	43,31	43,31	43,31	43,31
				ПС 110 кВ Роса	Физ. лицо	30.01.2014	ИА-13-302-2210(951866)	2024	0,68	0	10	0,27						
				ПС 110 кВ Роса	ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета»	30.12.2022	ГБ-01-23/ТП	2024	7	0	10	2,8						
				ПС 110 кВ Роса	ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета»	27.04.2023	ТП-13-122-МО23ТПЭ	2025	0,97	0	10	0,39						
				ПС 110 кВ Роса	Строительная группа ООО «Альянс»	02.02.2017	1611027/ЦА	2024	2,44	0	10	0,98						
				ПС 110 кВ Роса	Строительная группа ООО «Альянс»	06.10.2016	1611013/ЦА	2024	1,02	0	10	0,41						



№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
4	ПС 110 кВ Алабушево	2020 / зима	38,42	ПС 110 кВ Роса	ООО «Разпринт»	26.10.2023	ИА-23-303-17186(294047)	2026	1,5	0	10	0,75	38,95	39,03	39,03	39,03	39,03	39,03
				ПС 110 кВ Роса	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	4,46	0	0,4	0,45						
				ПС 110 кВ Алабушево	АО «НИИ молекулярной электроники»	17.11.2023	ИА-23-302-17103(284243)	2026	0,75	0	0,4	0,075						
5	ПС 110 кВ Луговая	2023 / зима	110,2	ПС 110 кВ Луговая	ГКУ МО «ДЗКС»	27.12.2022	ЮЛ/00577/22	2028	1,01	0	10	0,4	122,28	127,97	128,54	129,40	129,40	129,40
				ПС 110 кВ Луговая	АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ЛОБНЯ	30.12.2022	ЮЛ/01031/22	2028	0,97	0	10	0,39						
				ПС 110 кВ Луговая	АО «ПетроМакс»	20.01.2023	52993-01-23/МОСК	2024	4	0	10	2,0						
				ПС 110 кВ Луговая	Физ. лицо	19.09.2014	ИА-14-302-711(908367)	2024	2	0	10	0,8						
				ПС 35 кВ Лобня	ОАО «РЖД»	17.04.2020	ИА-20-303-1277(741729)	2024	12,54	0	35	6,27						
				ПС 110 кВ Луговая	ОАО «РЖД»	28.04.2022	ЮЛ/00894/21	2027	1,33	0	10	0,53						
				ПС 110 кВ Луговая	ФКП «Управление заказчика КС Минобороны России»	08.06.2023	110/ЗТП/ЦНТ-2023	2026	0,68	0	10	0,07						
				ПС 110 кВ Луговая	Физ. лицо.	27.03.2023	ИА-23-303-14332(636106)	2026	2,47	0,67	10	0,72						
				ПС 110 кВ Луговая	ООО «ТОВАРИЩЕСТВО БАХРУШИНЫХ»	25.12.2023	ИА-23-303-17810(334020)	2026	2	0	10	1						
				ПС 35 кВ Катугар	ООО «Павловский квартал»	30.11.2020	С8-20-302-22185(165150)	2024	1,4	0,4	35	0,4						
				ПС 110 кВ Луговая	ООО «ППЖТ г. Лобня»	04.04.2024	64169-02-24/МОСК	2025	1,02	0	10	0,41						
				ПС 110 кВ Луговая	ПАО «Краснополянская птицефабрика»	06.06.2023	ИА-23-302-14501(641941)	2026	5	0	10	3,5						
6	ПС 110 кВ Речная	2023 / зима	41,88	ПС 110 кВ Речная	ООО «Водоканал»	02.08.2018	1802612/ЦА	2024	2,85	1,57	10	0,9	42,87	42,87	42,87	42,87	42,87	42,87
				ПС 110 кВ Речная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,2	0	0,4	0,02						
7	ПС 110 кВ Мамонтовская	2024 / зима	35,06	ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «Специализированный застройщик «Апис Строй»	16.02.2015	145837/ЦА	2024	4,14	0	6	1,66	40,86	40,86	40,86	40,86	40,86	40,86
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «Спецзастройщик СК ПРОФИ-ИНВЕСТ»	14.05.2014	141542	2024	2,3	0	6	0,92						
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «Пушкино хлеб»	15.11.2018	1814522/ЦА	2024	2	0	6	1						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ГКУ МО «ДЗКС»	04.07.2023	2306358/МТ	2025	0,79	0	6	0,32						
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «БЁРНЕР ИСТ»	05.05.2023	ИА-23-303-14767(938664)	2024	2	0	6	1,4						
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,97	0	0,4	0,1						
8	ПС 110 кВ Тополь	2023 / зима	50,63	ПС 110 кВ Тополь	ОАО «МЭК»	02.09.2013	ИА-13-302-1699(924845)	2024	2,3	0	10	0,92	51,76	53,78	53,78	53,78	53,78	53,78
				ПС 110 кВ Тополь	АО «Особое конструкторское бюро кабельной промышленности»	22.12.2023	ИА-23-303-17927(369941)	2026	2	0	6	1,4						
				ПС 110 кВ Тополь	ООО «СИБПРОМ-СТРОЙ № 16»	28.03.2024	2329548/ЦА	2026	1,2	0	10	0,48						
				ПС 110 кВ Тополь	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,29	0	0,4	0,13						
9	ПС 110 кВ Время	2022 / зима	25,19	ПС 110 кВ Время	ООО СЗ «Меридиан»	28.06.2023	ИА-23-364-15570(925232)	2024	0,9	0	10	0,36	25,99	25,99	25,99	25,99	25,99	25,99
				ПС 110 кВ Время	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	3,94	0	0,4	0,39						
10	ПС 110 кВ Кварц	2022 / зима	55,49	ПС 110 кВ Кварц	ООО «Универсальный логистический комплекс»	12.09.2014	ИА-14-302-502(913512)	2024	2,30	0	6	0,23	60,23	61,84	61,84	61,84	61,84	61,84
				ПС 110 кВ Кварц	ООО «Констант-Инвест»	24.12.2021	ИА-21-303-8023(604008)	2024	1,7	0,5	6	0,48						
				ПС 35 кВ Юсупово	Физ. лицо	19.12.2013	ИА-13-302-2042(944338)	2024	2,5	0	35	1						
				ПС 110 кВ Кварц	ООО «Хохланд Руссланд»	20.09.2023	ИА-23-302-15969(169760)	2026	3	0	6	1,5						
				ПС 110 кВ Кварц	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	27,33	0	0,4	2,73						
11	ПС 110 кВ Молоково	2023 / зима	31,58	ПС 110 кВ Молоково	ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	27.04.2022	ИА-22-302-9615(912240)	2025	4,43	0	10	1,77	39,60	39,87	39,87	39,87	39,87	39,87
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	27.04.2022	ИА-22-302-9613(912171)	2024	3,76	0	10	1,50						
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	18.04.2022	ИА-22-302-9599(912130)	2024	3,97	0	10	1,59						
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «Специализированный застройщик «ЖК «Молоково»	10.04.2015	ИА-15-302-135(962003)	2025	6,4	1,8	10	1,84						
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «Форум-Инвест»	05.07.2023	ИА-23-302-14200(630605)	2026	2,5	0	10	0,25						
				ПС 110 кВ Молоково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	7,53	0	0,4	0,75						
12	ПС 110 кВ Раменская	2021 / зима	35,83	ПС 110 кВ Раменская	ОАО «Раменский текстиль»	27.12.2013	ИА-13-302-1024(953652)	2024	2,80	0	6	1,12	37,09	37,09	37,09	37,77	37,77	37,77
				ПС 110 кВ Раменская	АО «Раменское приборостроительное конструкторское бюро»	04.10.2023	ИА-23-303-16719(267302)	2028	0,9	0	6	0,63						
				ПС 110 кВ Раменская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,48	0	0,4	0,05						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
13	ПС 110 кВ Лаговская	2022 / зима	67,31	ПС 110 кВ Лаговская	ООО «БАТИ ТОЛБИНО»	15.04.2021	ИА-20-303-3887(167323)	2024	1,8	0,65	10	0,12	69,17	69,23	70,32	70,32	70,32	70,32
				ПС 110 кВ Лаговская	ФГУП «РОССИЙСКАЯ ТЕЛЕВИЗИОННАЯ И РАДИОВЕЩАТЕЛЬНАЯ СЕТЬ»	29.09.2022	ИА-22-303-10366(997788)	2025	1	0	6	0,1						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «МИБ-ИНВЕСТИЦИИ»	03.04.2019	ИА-19-302-18(195374)	2024	0,8	0	35	0,32						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «АКПЛАСТ»	26.12.2023	ИА-23-303-17958(354089)	2025	0,5	0	35	0,25						
				ПС 35 кВ Елисеево	ГБУСО МО «Добрый дом «Чеховский»	27.05.2024	ИА-24-302-19769(185271)	2027	0,35	0	6	0,14						
				ПС 35 кВ Ерино	ООО «Логистика-А»	07.06.2013	ИА-13-302-1441(948971)	2027	1,75	0	6	0,88						
				ПС 35 кВ Ерино	ГКУ МО «ДЗКС»	28.12.2023	ИА-23-302-16269(210685)	2026	0,51	0	10	0,05						
				ПС 110 кВ Лаговская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	9,58	0	0,4	0,96						
14	ПС 110 кВ Лопасня	2022 / зима	68,3	ПС 110 кВ Лопасня	АО «Бастион»	27.04.2022	ТП-Ю021/МО22	2025	1,94	0	6	0,19	72,04	73,69	74,78	74,78	74,78	74,78
				ПС 110 кВ Лопасня	ООО Строительно-инвестиционная фирма «Стройтэк»	11.03.2014	47/14	2024	1,12	0	6	0,45						
				ПС 110 кВ Лопасня	ГКУ МО «ДЗКС»	18.07.2023	2302103/ЦА	2026	0,82	0	6	0,33						
				ПС 110 кВ Лопасня	ООО «ВДМ-СЕРВИС»	05.04.2021	ИА-21-323-5263(283010)	2026	1,65	0	6	1,16						
				ПС 35 кВ Поповка	ФГКУ «Войсковая часть 51952»	01.09.2022	ИА-22-302-11939(364193)	2025	2,495	0	6	1,75						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «МИБ-ИНВЕСТИЦИИ»	03.04.2019	ИА-19-302-18(195374)	2024	0,8	0	35	0,32						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «АКПЛАСТ»	26.12.2023	ИА-23-303-17958(354089)	2025	0,5	0	35	0,25						
				ПС 35 кВ Елисеево	ГБУСО МО «Добрый дом «Чеховский»	27.05.2024	ИА-24-302-19769(185271)	2027	0,35	0	6	0,14						
				ПС 35 кВ Ерино	ООО «Логистика-А»	07.06.2013	ИА-13-302-1441(948971)	2027	1,75	0	6	0,88						
				ПС 35 кВ Ерино	ГКУ МО «ДЗКС»	28.12.2023	ИА-23-302-16269(210685)	2026	0,51	0	10	0,05						
				ПС 110 кВ Лопасня	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	5,21	0	0,4	0,52						
15	ПС 110 кВ Нашекино	2022 / зима	24,65	ПС 110 кВ Нашекино	Физ. лицо	04.10.2022	ИА-22-303-12406(435724)	2025	4,00	0	10	1,6	27,02	27,02	27,02	27,02	27,02	27,02
				ПС 110 кВ Нашекино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	6,11	0	0,4	0,61						
16	ПС 110 кВ Кучино	2024 / зима	36,84	ПС 110 кВ Кучино	ГБУ Московской области «ДЭП»	28.11.2022	2223974/ЦА	2025	2,13	0	6	0,21	37,20	37,20	37,20	37,20	37,20	37,20

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Кучино	АО «Газпром теплоэнерго»	27.12.2019	106-2019-ТП	2024	1,24	0	6	0,12						
				ПС 110 кВ Кучино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,00	0	0,4	0,00						
17	ПС 110 кВ Павшино	2020 / зима	48,01	ПС 110 кВ Павшино	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ПАРК»	31.05.2019	1907418/ЦА	2024	1,1	0	10	0,44	50,37	50,93	50,93	50,93	50,93	50,93
				ПС 110 кВ Павшино	ООО «СЗ СК МПС»	27.10.2021	2109827/ЦА	2024	3	0	0,4	1,20						
				ПС 110 кВ Павшино	ГБУЗ МО «Красногорская городская больница № 1»	25.02.2022	2125833/ЦА	2024	0,42	0	0,4	0,04						
				ПС 110 кВ Павшино	ГКУ МО «Дирекция заказчика капитального строительства»	16.06.2021	ИА-20-302-4108(183577)	2024	5	0	10	0,5						
				ПС 110 кВ Павшино	АО «Красногорская теплосеть»	17.05.2024	2404536/ЦА	2026	0,76	0	0,4	0,532						
				ПС 110 кВ Павшино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,31	0	0,4	0,03						
18	ПС 110 кВ Малаховка	2023 / зима	20,46	ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет-Жилино»	20.12.2021	СП-283-21	2026	4,81	4,19	0,4	0,246	21,53	23,55	23,55	23,55	23,55	23,55
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет-Жилино»	16.11.2023	ПС-ЕГП-336-23	2026	1,74	0	0,4	0,7						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет-Жилино»	14.11.2023	ПС-ЕГП-329-23	2026	0,67	0	0,4	0,27						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет-Жилино»	01.03.2023	СП-ЕГП-41-23	2025	1,034	0	10	0,41						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «Коренево Девелопмент»	12.05.2015	151210/ЦА	2024	3,87	0	10	0,39						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «Открытие»	28.12.2021	2115474/ЦА	2024	2	0	10	0,2						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «Специализированный застройщик «Парус»	22.02.2020	б/н	2026	1,7	0	10	0,68						
				ПС 110 кВ Малаховка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,00	0	0,4	0,00						
19	ПС 110 кВ Сидорово	2022 / зима	41,55	ПС 110 кВ Сидорово	ОАО «РЖД»	29.05.2017	ИА-17-302-136(903808)	2024	1,17	0	10	0,59	46,78	47,43	47,43	47,43	47,43	47,43
				ПС 110 кВ Сидорово	ООО «ММЦ Усадь»	22.06.2020	ИА-20-302-1146(711050)	2024	5,4	0	10	2,7						
				ПС 110 кВ Сидорово	ООО «АГРОПА РК-ИНФРАСТРУКТУРА»	02.06.2022	ИА-22-302-10440(123215)	2025	0,96	0	10	0,38						
				ПС 110 кВ Сидорово	ООО «ПК Печагин»	30.03.2023	ИА-23-302-14278(668114)	2026	1,2	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ Сидорово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	12,08	0	0,4	1,21						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
20	ПС 110 кВ Минеральная	2023 / зима	99,57	ПС 110 кВ Минеральная	ООО «ВЦБ»	27.10.2015	ИА-15-302-583(941146)	2025	3,35	0	10	1,34	115,32	116,42	116,42	116,42	116,42	116,42
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Элмонт Энерго»	29.11.2018	ИА-18-302-563(155433)	2024	4,5	1,3	10	1,28						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «НАНОТЕКС»	28.09.2021	2102732/ЦА	2024	5,4	3,4	0,4	0,2						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «СЗ» Скопа плюс»	12.12.2015	604-2015-ТП	2024	4,07	0	6	1,63						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТ-СТРОЙ»	15.07.2016	ИА-16-302-307(921142)	2025	10	3,35	10	2,66						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Спортмастер»	13.11.2023	ИА-23-302-17144(233502)	2024	7,5	0	10	3						
				ПС 110 кВ Минеральная	АО «МСУ-1»	07.02.2024	2401629/ЦА	2026	2,55	0	10	1,02						
				ПС 110 кВ Минеральная	Филиал ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик» в Московской области	14.08.2015	ИА-15-349-14(911782)	2025	11,5	3,5	20	3,2						
				ПС 110 кВ Минеральная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	13,42	0	0,4	1,34						
21	ПС 110 кВ Кудиново	2022 / зима	24,34	ПС 110 кВ Кудиново	ООО «Троль-Авто»	06.06.2023	ИА-23-303-15342(914527)	2024	4,3	0	6	2,15	26,84	27,38	27,38	27,38	27,38	27,38
				ПС 110 кВ Кудиново	ООО «Гарант-Логистик»	12.12.2023	ИА-23-303-17993(355546)	2026	1	0	6	0,5						
				ПС 110 кВ Кудиново	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,74	0	0,4	0,17						
22	ПС 110 кВ Нахабино	2023 / зима	70,72	ПС 110 кВ Нахабино	ООО «ПромРесурс»	29.10.2012	ИА-12-302-5472(940472)	2024	2	0	10	1	87,72	88,86	89,98	89,98	89,98	89,98
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «СТМ ГРУПП»	15.08.2013	ИА-13-302-1705(929884)	2024	2	0	10	0,8						
				ПС 110 кВ Нахабино	ГлавУпДК при МИД России	25.01.2018	ИА-17-302-603(122049)	2025	1,3	0	10	0,52						
				ПС 35 кВ Опалиха	ОАО «РЖД»	22.11.2019	ИА-19-302-563(984423)	2024	9,6	0	35	4,8						
				ПС 110 кВ Нахабино	Фонд «Специальные проекты Фонда защиты прав граждан – участников долевого строительства»	14.06.2019	ИА-19-302-38(182085)	2024	7,72	0	10	3,09						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Специализированный застройщик «Гранель П»	23.01.2008	9195-409	2024	6	3	10	1,2						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «СЗ «Гранель П»	02.05.2023	ТП-10-119-МО23ТПЭ	2024	1,06	0	10	0,42						
ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Сосновый парк»	09.11.2017	1714772/ЦА	2025	1,14	0	6	0,46										

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «СЗ «Гранель Город»	07.10.2021	ИА-21-302-6102(341574)	2024	4,28	0	10	1,71						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Гольево»	16.11.2021	ИА-21-302-8140(628927)	2024	0,8	0	10	0,32						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «ЭКТО»	22.04.2022	ИА-22-302-10353(120363)	2024	2,4	0	10	0,96						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Жилой район Нахабино. Красногорск. Специализированный застройщик»	26.04.2024	ПС-130-24	2027	2,59	0	10	1,04						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Жилой район Нахабино. Красногорск. Специализированный застройщик»	26.04.2024	ПС-129-24	2026	2,64	0	10	1,06						
				ПС 110 кВ Нахабино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	5,17	0	0,4	0,52						
23	ПС 110 кВ Клин	2022 / зима	88,23	ПС 110 кВ Клин	ООО «Мега-торг»	01.07.2022	ИА-22-303-11051(171822)	2025	0,9	0	6	0,36	89,55	89,55	89,85	89,85	89,85	89,85
				ПС 35 кВ Малеевка	Физ. лицо	17.05.2024	ИА-24-303-20333(231779)	2027	0,69	0	10	0,28						
				ПС 35 кВ Бабайки	ООО «Зубовская фабрика»	19.10.2021	2110401/ЦА	2024	0,5	0	6	0,05						
				ПС 110 кВ Клин	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	8,29	0	0,4	0,83						
24	ПС 110 кВ Прудная	2022 / зима	29,37	ПС 110 кВ Прудная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	12,73	0	0,4	2,34	30,72	30,72	30,72	30,72	30,72	30,72
25	ПС 110 кВ Ям	2022 / зима	26,12	ПС 110 кВ Ям	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	13,33	0	0,4	1,33	27,53	27,53	27,53	27,53	27,53	27,53
26	ПС 110 кВ Прогресс	2023 / зима	30,09	ПС 110 кВ Прогресс	ООО СЗ «Главстрой-Саввино»	09.03.2023	2300484/ЦА	2027	4,8	0	10	1,92	37,76	37,76	39,83	39,83	39,83	39,83
				ПС 110 кВ Прогресс	ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТ-СТРОЙ»	15.07.2016	ИА-16-302-307(921142)	2025	10	3,35	10	2,66						
				ПС 110 кВ Прогресс	ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИнвестСтрой»	23.10.2023	2323915/ЦА	2024	3	0	10	1,2						
				ПС 110 кВ Прогресс	Филиал ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик» в Московской области	14.08.2015	ИА-15-349-14(911782)	2025	11,5	3,5	20	3,2						
				ПС 110 кВ Прогресс	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,63	0	0,4	0,06						
27	ПС 110 кВ Пущино	2022 / зима	26,92	ПС 110 кВ Пущино	Администрация городского округа Пущино	27.12.2018	ИА-18-302-269(960261)	2024	10	0	10	5	32,57	32,57	32,57	32,57	32,57	32,57
				ПС 110 кВ Пущино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	2,47	0	0,4	0,25						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
28	ПС 110 кВ Долгопрудная	2022 / зима	33,35	ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «Шереметьево-4»	09.07.2008	9748-409	2024	8,33	1,67	10	2,67	40,40	40,73	40,73	40,73	40,73	40,73
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	30.06.2023	ИА-23-303-15420(937345)	2024	2,3	0	10	0,23						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «Долгопрудненская Строительная Компания»	13.01.2014	ИА-13-302-2207(952519)	2024	2,9	0	10	1,16						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	26.03.2024	ПС-ОЛИ-138-24	2025	2,3	0	10	0,92						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	26.03.2024	ПС-ОЛИ-139-24	2024	2,32	0	10	0,93						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	15.03.2023	ИА-23-364-14346(676931)	2026	3	0	10	0,3						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	6,59	0	0,4	0,66						
29	ПС 110 кВ Волоколамск	2021 / зима	36,24	ПС 110 кВ Волоколамск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	4,11	0	0,4	0,41	36,68	36,68	36,68	36,68	36,68	36,68
30	ПС 110 кВ Пушкино	2021 / зима	87,36	ПС 110 кВ Пушкино	ООО «Селм»	01.03.2011	ИА-11-302-888(904641)	2024	2,99	0	6	1,2	94,59	94,59	94,59	94,59	94,59	94,59
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК СТРОЙ-ПРОЕКТ»	14.05.2014	141576	2024	1,75	0	6	0,7						
				ПС 35 кВ Пушкино	ОАО «РЖД»	31.08.2018	ИА-18-349-7(933551)	2025	3,86	0	35	1,93						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «Техносиги»	30.12.2016	1610625/ЦА	2024	2,81	0	6	0,28						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «Казанская энергетическая компания»	10.10.2014	143907/ЦА	2024	4	1,73	6	0,91						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «СЗ «Казачий торговый дом»	09.08.2016	1609512/ЦА	2024	1,57	0	6	0,63						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «СЗ «Казачий торговый дом»	08.06.2018	1801482/ЦА	2024	0,84	0	6	0,34						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «ИМПРЕСС АРТ»	05.07.2023	2313753/ЦА	2024	1,6	0	6	0,16						
				ПС 110 кВ Пушкино	ГКУ МО «ДЗКС»	04.07.2023	2306358/МТ	2025	0,395	0	6	0,158						
				ПС 110 кВ Пушкино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	4,23	0	0,4	0,42						
31	ПС 110 кВ Климовская	2023 / зима	36,39	ПС 110 кВ Климовская	ООО «ЭРКОН-инжиниринг»	15.08.2014	42	2024	3	0	6	1,2	38,48	38,48	38,48	38,48	38,48	38,48

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Климовская	МКУ «Градостроительное управление»	26.05.2023	2229261/ЦА	2025	0,85	0	0,4	0,34						
				ПС 110 кВ Климовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	4,11	0	0,4	0,41						
32	ПС 110 кВ Болятино	2022 / зима	64,10	ПС 110 кВ Болятино	ООО «МОСОБЛ-ЖИЛСТРОЙ»	26.11.2013	ИА-13-302-1485(904700)	2024	4,16	1,16	10	1,2	76,07	77,89	77,89	77,89	77,89	77,89
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	11.07.2023	СП-159-22	2026	1,29	0	0,4	0,51						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	07.07.2020	СП-71-20	2024	3,9	3,1	0,4	0,33						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	08.02.2021	СП-18-21	2024	1,39	0	0,4	0,56						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	26.10.2021	СП-230-21	2024	0,86	0	0,4	0,34						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	26.10.2021	СП-231-21	2025	0,68	0	0,4	0,27						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	08.11.2021	СП-238-21	2025	2,34	0	0,4	0,94						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	08.06.2022	СП-131-22	2024	0,84	0	0,4	0,34						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	16.09.2022	СП-224-22	2025	2,49	0	0,4	0,99						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	02.02.2023	СП-ТОМ-31-23	2026	0,8	0	0,4	0,32						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	26.10.2023	ПС-ТОМ-293-23	2026	0,7	0	0,4	0,28						
				ПС 110 кВ Болятино	Физ. лицо	18.08.2023	ИА-23-302-15924(157902)	2026	1,5	0	6	0,6						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «Импорт-логистик»	05.12.2023	ИА-23-302-17449(238159)	2024	11,5	0	10	5,75						
				ПС 110 кВ Болятино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	4,6	0	0,4	0,46						
33	ПС 110 кВ Аксаково	2022 / зима	18,78	ПС 110 кВ Аксаково	ООО «Холдиг-Логист»	21.11.2017	ИА-17-302-384(943208)	2024	4,85	0	10	1,94	22,14	22,29	22,29	22,29	22,29	22,29
				ПС 110 кВ Аксаково	ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик»	31.05.2021	ИА-21-303-5985(348614)	2024	2	0	10	0,80						
				ПС 110 кВ Аксаково	ООО «Е-ИНВЕСТ»	19.03.2014	С8-14-302С-2707(903638)	2026	1,15	0,81	10	0,14						
				ПС 110 кВ Аксаково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	3,86	0	0,4	0,39						



№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
34	ПС 110 кВ Туменская	2022 / зима	9,93	ПС 110 кВ Туменская	ООО «Озёрский продукт»	06.06.2023	ИА-23-302-15373(930178)	2024	0,9	0	10	0,36	10,39	11,31	11,31	11,31	11,31	11,31
				ПС 110 кВ Туменская	ООО «Базовые Системы»	06.10.2023	ИА-23-303-16913(240026)	2026	1,22	0	10	0,85						
				ПС 110 кВ Туменская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,64	0	0,4	0,06						
35	ПС 110 кВ Полиграф	2021 / зима	27,22	ПС 110 кВ Полиграф	ООО «Альтернативные Строительные Концепции»	23.12.2013	ИА-13-302-1990(940283)	2024	2,28	0	10	0,91	28,36	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56
				ПС 110 кВ Полиграф	ООО «МолоПак»	21.08.2023	ИА-23-302-16080(198601)	2026	5	0	10	2,50						
				ПС 110 кВ Полиграф	ЗАО «ЧЕХОВСКИЙ МЕБЕЛЬНЫЙ КОМБИНАТ»	14.07.2023	ИА-23-303-15456(999034)	2026	2	0	10	1,40						
				ПС 110 кВ Полиграф	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,52	0	0,4	0,15						
36	ПС 110 кВ Соловьево	2021 / зима	13,87	ПС 110 кВ Соловьево	ООО «КАР ВИЛЛАДЖ»	12.12.2023	ИА-23-302-17672(317584)	2026	1,4	0	10	0,56	13,96	14,56	14,56	14,56	14,56	14,56
				ПС 110 кВ Соловьево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,82	0	0,4	0,08						
37	ПС 110 кВ Бронницы	2022 / зима	51,36	ПС 110 кВ Бронницы	АДНП «Белаго»	19.04.2013	ИА-13-302-1272(901742)	2024	1,6	0	10	0,16	53,12	53,12	53,12	53,12	53,12	53,12
				ПС 110 кВ Бронницы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	14,96	0	0,4	1,5						
38	ПС 110 кВ Сухарево	2022 / зима	22,12	ПС 110 кВ Сухарево	ООО «Богаевский карьер»	27.01.2022	ИА-21-302-8828(673413)	2025	3	1,2	10	0,72	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07	23,07
				ПС 110 кВ Сухарево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,64	0	0,4	0,16						
39	ПС 110 кВ Голицыно	2024 / зима	76,49	ПС 110 кВ Голицыно	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	2,5	0	0,4	0,25	76,75	76,75	76,75	76,75	76,75	76,75
40	ПС 110 кВ Новые Подлипки	2022 / зима	59,63	ПС 110 кВ Новые Подлипки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,72	0	0,4	0,17	59,81	59,81	59,81	59,81	59,81	59,81
41	ПС 110 кВ Успенская	2020 / зима	20,42	ПС 110 кВ Успенская	ООО «УК «Джи Пи Ай»	28.06.2019	ИА-19-302-296(969259)	2024	4	0	6	1,6	22,53	24,79	24,79	24,79	24,79	24,79
				ПС 110 кВ Успенская	ДПК «Назарьево»	05.03.2013	38-12-302-2680(932777)	2024	1,55	0	6	0,16						
				ПС 110 кВ Успенская	ООО «Интеграл+»	09.08.2023	ИА-23-302-16128(176208)	2026	3	0	6	2,1						
				ПС 110 кВ Успенская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	2,06	0	0,4	0,21						
42	ПС 110 кВ Можайск	2023 / зима	33,84	ПС 110 кВ Можайск	ООО «ДорХан – Можайск»	02.12.2013	ИА-13-302-1432(901413)	2025	15	3	10	8,4	45,21	46,30	46,30	46,30	46,30	46,30
				ПС 110 кВ Можайск	ООО «ИНВЕСТ-СТРОЙБЕТОН»	31.03.2022	ИА-22-302-9578(948958)	2025	0,85	0	0,4	0,43						
				ПС 110 кВ Можайск	СНТ «Пестриково»	19.08.2021	32726-08-21/МОСК	2024	1,25	0,33	10	0,09						
				ПС 110 кВ Можайск	ООО «НИСА»	05.12.2011	ИА-11-302-4835(929972)	2026	2,54	0	10	1,02						
				ПС 35 кВ Мордвиново	ООО «ПЕРВАЯ ПТИЦЕ-ФАБРИКА»	29.06.2021	ИА-21-302-6374(402303)	2024	2,3	0	10	1,15						
				ПС 110 кВ Можайск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	5,03	0	0,4	0,5						
43	ПС 110 кВ Акулово	2022 / зима	7,96	ПС 110 кВ Акулово	ФКП «УЗКС Минобороны РФ»	07.04.2014	79-ЦНТ-2014	2024	2,69	2,39	0,4	0,03	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21
				ПС 110 кВ Акулово	ФКП «УЗКС Минобороны РФ»	05.05.2016	162018737580209 0942000000	2024	4,39	2,34	6	0,205						
				ПС 110 кВ Акулово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,00	0	0,4	0,00						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
44	ПС 110 кВ Мамоново	2023 / зима	45,24	ПС 110 кВ Мамоново	ООО «Финмаркт»	11.08.2016	1606947	2025	8,3	0	10	3,32	50,26	50,26	50,26	50,26	50,26	50,26
				ПС 110 кВ Мамоново	ООО «Специализированный застройщик «Аметист»	12.07.2021	ИА-21-302-6466(411538)	2024	0,71	0	0,4	0,28						
				ПС 110 кВ Мамоново	ООО «СЗ»ЮАС Строй»	27.04.2018	1802568/ЦА	2024	1	0	10	0,4						
				ПС 110 кВ Мамоново	ОАО «РЖД»	05.12.2019	1910859/ЦА	2024	0,83	0	10	0,42						
				ПС 110 кВ Мамоново	ОАО «494 УНР»	18.08.2015	ТП-05-15-1078-103-210	2024	0,94	0	10	0,09						
				ПС 110 кВ Мамоново	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,53	0	0,4	0,15						
45	ПС 110 кВ Игнатово	2021 / зима	67,43	ПС 110 кВ Игнатово	ООО «Дмитровский завод РТИ»	23.10.2023	ИА-23-302-16822(277094)	2026	2	0	10	0,8	68,17	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
				ПС 110 кВ Игнатово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	7,02	0	0,4	0,7						
46	ПС 110 кВ Поварово	2022 / зима	80,5	ПС 110 кВ Поварово	ООО «Специализированный застройщик «Мособл-Девелопмент»	21.12.2022	52348-12-22/МОСК	2025	2,928	0	10	2,05	91,74	95,48	96,78	96,78	96,78	96,78
				ПС 35 кВ Воронино	Администрация городского округа Солнечногорск Московской области	01.02.2023	17/3ТП/ЦНТ-2023	2024	0,43	0	35	0,04						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «Росинка»	01.09.2021	ИА-21-302-6141(375385)	2024	3	0	10	1,2						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «ПФО Оренбург»	24.08.2022	ИА-22-302-10365(107881)	2025	2,9	0	10	1,16						
				ПС 110 кВ Поварово	АО «Корпорация развития Московской области»	25.12.2023	ЦОЭ(ТП)-23-005(011)	2026	2	0	10	1						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «ВАЙЛД-БЕРРИЗ»	17.04.2024	ИА-24-302-19787(143667)	2027	3	0	10	1,2						
				ПС 35 кВ Берсень	ОАО «РЖД»	26.05.2023	ИА-23-307-13927(620868)	2026	4,95	0	35	2,48						
				ПС 110 кВ Поварово	ОАО «Авексима»	03.05.2018	ИА-18-302-36(133236)	2024	6	0	10	4,2						
				ПС 110 кВ Поварово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	18,13	0	0,4	1,81						
47	ПС 110 кВ Гальцово	2023 / зима	7,72	ПС 110 кВ Гальцово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	2,7	0	0,4	0,27	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01
48	ПС 110 кВ Орево	2023 / зима	16,47	ПС 110 кВ Орево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,03	0	0,4	0,1	16,58	16,58	16,58	16,58	16,58	16,58
49	ПС 110 кВ Гребнево	2023 / зима	43,73	ПС 110 кВ Гребнево	ООО Специализированный застройщик «Олимп Гарант»	18.12.2017	1704527/ЦА	2024	1,094	0	0,4	0,44	46,79	47,45	47,45	47,45	47,45	47,45
				ПС 110 кВ Гребнево	ООО СЗ «Солнечная долина»	03.03.2017	1700895/ЦА	2024	1,2476	0	10	0,5						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Гребнево	ООО «Строй-нергокапитал»	26.06.2023	ИА-23-303-15217(949097)	2024	4,605	0	10	1,84						
				ПС 110 кВ Гребнево	ООО «Огнеза»	10.10.2023	ИА-23-302-16880(256547)	2026	1	0	0,4	0,5						
				ПС 110 кВ Гребнево	ООО «ТПК СУХОЙ ЛЕД»	22.02.2024	2401044/ЦА	2026	1,2	0	10	0,12						
				ПС 110 кВ Гребнево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,72	0	0,4	0,07						
50	ПС 110 кВ Шаховская	2024 / зима	40,16	ПС 35 кВ Промбаза	ООО «Шаховская»	17.11.2021	ИА-21-303-8228(556814)	2024	1,4848	0	35	0,6	41,47	41,77	43,36	43,36	43,36	43,36
				ПС 35 кВ Серeda	ООО «Фасад Строй»	03.03.2023	ИА-23-302-13723(609821)	2026	0,7	0	35	0,28						
				ПС 110 кВ Шаховская	ООО «РусПЛАСТ»	05.02.2024	ИА-23-303-17901(349421)	2027	1	0	10	0,4						
				ПС 110 кВ Шаховская	ООО «АГРОИННОВАЦИЯ»	17.04.2024	ИА-24-303-19831(195301)	2027	1,2	0	10	1,08						
				ПС 110 кВ Шаховская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	6,28	0	0,4	0,63						
51	ПС 110 кВ Ларино	2021 / лето	23,27	ПС 110 кВ Ларино	ООО «Техснаб-Сервис»	14.09.2023	2220205/ЦА	2026	0,775	0	0,4	0,54	23,65	24,32	24,32	24,32	24,32	24,32
				ПС 110 кВ Ларино	ООО «Иристон»	05.03.2024	2400591/ЦА	2024	0,7	0	10	0,28						
				ПС 110 кВ Ларино	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения Московской области «Луховицкая ЦРБ»	31.05.2024	2403862/ЦА	2026	0,86	0	0,4	0,09						
				ПС 110 кВ Ларино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,75	0	0,4	0,08						
52	ПС 110 кВ Бруски	2022 / зима	7,61	ПС 110 кВ Бруски	ООО «Кондитерская фабрика «ПОБЕДА»	05.07.2021	2107064/ЦА	2024	1,65	0	0,4	0,83	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
				ПС 110 кВ Бруски	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,15	0	0,4	0,02						
53	ПС 110 кВ Руза	2022 / зима	26,64	ПС 110 кВ Руза	Администрация РГО МО	08.12.2023	2306875/ЦА	2024	0,696	0	0,4	0,07	28,45	28,64	29,63	29,63	29,63	29,63
				ПС 35 кВ Карповка	АО «Объем»	30.03.2022	ИА-22-302-9862(987064)	2025	0,5	0	35	0,2						
				ПС 35 кВ Карповка	ЗАО «Ямакава Групп»	11.04.2013	ИА-13-302-1187(904608)	2026	0,425	0	35	0,17						
				ПС 35 кВ Ракитино	ООО «Вима»	14.04.2015	ИА-15-302-225(909637)	2025	1,26	0,7	35	0,22						
				ПС 110 кВ Руза	ООО ЧОП «МЕРКУРИЙ»	04.10.2022	ИА-22-302-12359(408865)	2025	1	0	10	0,4						
				ПС 110 кВ Руза	ОАО «Мясокомбинат Рузский»	20.04.2023	ИА-23-303-14760(955558)	2024	1	0	10	0,4						
				ПС 35 кВ Северная	ООО «РигаСтрой»	28.05.2024	ИА-24-303-20229(213401)	2027	2,1	0	10	0,84						
				ПС 110 кВ Руза	ФГКУ «Рузский центр обеспечения пунктов управления МЧС России»	23.05.2024	ИА-24-302-20462(260588)	2027	0,8	0	0,4	0,08						
ПС 110 кВ Руза	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	3,99	0	0,4	0,4										

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
54	ПС 110 кВ Лидино	2021 / зима	24,3	ПС 35 кВ Ракитино	ООО «Вима»	14.04.2015	ИА-15-302-225(909637)	2025	1,26	0,7	10	0,22	25,41	25,59	25,59	25,59	25,59	25,59
				ПС 35 кВ Карповка	АО «Объем»	30.03.2022	ИА-22-302-9862(987064)	2025	0,5	0	10	0,2						
				ПС 35 кВ Карповка	ЗАО «Ямакава Групп»	11.04.2013	ИА-13-302-1187(904608)	2026	0,425	0	10	0,17						
				ПС 35 кВ Филатово	ООО «Фирма «ЛАТИС»	06.06.2022	ИА-22-302-9553(971845)	2025	0,9	0	10	0,36						
				ПС 110 кВ Лидино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	2,5	0	0,4	0,25						
55	ПС 110 кВ Веря	2024 / зима	38,25	ПС 110 кВ Веря	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	5	0	0,4	0,5	38,78	38,78	38,78	38,78	38,78	38,78
56	ПС 220 кВ Встреча	2020 / зима	6,29	ПС 220 кВ Встреча	ООО Специализированный застройщик «АЛЬФА»	16.08.2023	ИА-23-302-15205(988856)	2026	3	0	10	0,3	23,20	24,49	24,68	24,68	24,68	24,68
				ПС 220 кВ Встреча	Федеральное казенное предприятие «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации» (ФКП «Управление заказчика КС Минобороны России»)	13.10.2022	442/3ТП/ЦНТ-2022	2025	0,9948	0	10	0,1						
				ПС 220 кВ Встреча	Физ. лицо	20.11.2014	ИА-14-302-993(914527)	2025	3	0	10	1,2						
				ПС 220 кВ Встреча	ФКП УЗКС МО РФ г. Москва	29.12.2023	423/3ТП/ЦНТ-2023	2026	1,2867	0	10	0,90						
				ПС 220 кВ Встреча	ООО «СтройИнвест»	05.08.2022	398/3ТП/ЦНТ-2022	2024	6	0	10	2,4						
				ПС 220 кВ Встреча	ООО «Инвест Девелопмент»	09.08.2021	ИА-21-302-6740(441700)	2024	2,1	0	0,4	0,84						
				ПС 220 кВ Встреча	ООО «СЗ «Санино-1»	24.05.2022	СП-118-22	2024	2,322	0	10	0,93						
				ПС 220 кВ Встреча	ООО «СЗ «Самолет-Квартал Западный»	26.10.2023	ПС-КВ3-292-23	2025	4,717	0	10	1,89						
				ПС 220 кВ Встреча	ООО «СЗ «Санино-1»	01.11.2022	ИА-22-302-12648(383506)	2024	9,5	0	10	3,8						
				ПС 220 кВ Встреча	ООО «СЗ «Санино-1»	30.03.2023	ИА-23-364-13702(627407)	2024	3	0	0,4	1,2						
				ПС 220 кВ Встреча	ООО «СЗ «Санино-1»	15.03.2024	ПС-НВ-125-24	2024	1,783	0	0,4	0,71						
				ПС 220 кВ Встреча	ООО «СЗ «СтартСК»	28.12.2016	1613403/ЦА	2024	1	0	10	0,4						
ПС 220 кВ Встреча	ООО «Ака Развитие»	06.09.2023	2316421/ОД	2024	0,67	0	0,4	0,07										

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 220 кВ Встреча	ООО «Центробл-энерго»	29.11.2006	6905-409	2024	10	7,046	10	1,18						
				ПС 220 кВ Встреча	ГКУ города Москвы «Москворечье»	19.04.2024	ИА-24-302-19227(149686)	2027	1,8	0	0,4	0,18						
				ПС 220 кВ Встреча	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	10,46	0	0,4	1,05						
57	ПС 110 кВ Чанки	2021 / зима	10,56	ПС 110 кВ Чанки	МУП «Тепло Коломны» объединенные инженерные системы	07.04.2023	ИА-23-303-14163(661952)	2026	0,73	0	0,4	0,07	10,68	10,75	10,75	10,75	10,75	10,75
				ПС 110 кВ Чанки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,09	0	0,4	0,11						
58	ПС 110 кВ Стрелецкая	2022 / зима	38,04	ПС 110 кВ Стрелецкая	ООО «Ступино Про»	23.12.2013	Ю8-13-302-9920(904694)	2024	4,15	1,65	10	1,75	40,35	40,61	40,90	40,90	40,90	40,90
				ПС 35 кВ Металлист	ГУП МО «КС МО»	28.12.2023	2308176/ЦА	2024	0,413	0	6	0,29						
				ПС 35 кВ Металлист	ООО «КСМК-М4»	21.02.2024	ИА-23-302-18087(329571)	2027	0,66	0	6	0,26						
				ПС 35 кВ Металлист	ООО «ТЕПОФОЛ»	30.05.2024	ИА-24-303-20249(193290)	2026	0,49	0	6	0,25						
				ПС 110 кВ Стрелецкая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,05	0	0,4	0,11						
59	ПС 110 кВ Загорново	2023 / зима	21,86	ПС 110 кВ Загорново	ООО «Руберг»	17.08.2023	ИА-23-302-15998(142488)	2026	1,5	0	6	0,6	22,22	27,84	27,84	27,84	27,84	27,84
				ПС 110 кВ Загорново	ООО «СпецПром-Компания»	10.02.2023	ИА-23-303-13863(619752)	2026	4,8	0	6	4,32						
				ПС 110 кВ Загорново	ООО «Девиденд»	28.12.2023	ИА-23-302-18238(403820)	2026	3	0	6	0,3						
				ПС 110 кВ Загорново	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	3,36	0	0,4	0,34						
60	ПС 110 кВ Венюково	2023 / зима	32,16	ПС 110 кВ Венюково	ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации»	22.06.2023	ИА-23-302-14755(937307)	2024	0,78	0	6	0,31	33,37	33,80	33,80	33,80	33,80	33,80
				ПС 110 кВ Венюково	ООО «Риал»	24.07.2023	ИА-23-303-15950(183975)	2026	0,8	0	6	0,4						
				ПС 110 кВ Венюково	ООО «ЛАЙТ ИНДАСТРИАЛ»	22.06.2023	ИА-23-302-15343(907785)	2024	0,72	0	6	0,29						
				ПС 110 кВ Венюково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	5,3	0	0,4	0,53						
61	ПС 110 кВ Талеж	2023 / зима	28	ПС 110 кВ Талеж	ГКУ МО «Дирекция заказчика капитального строительства»	28.12.2023	ИА-23-302-16269(210685)	2026	0,51	0	10	0,05	28,91	28,96	28,96	28,96	28,96	28,96
				ПС 110 кВ Талеж	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	8,57	0	0,4	0,86						
62	ПС 110 кВ Рыболово	2024 / зима	29,09	ПС 110 кВ Рыболово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	8,81	0	0,4	0,88	30,02	30,02	30,02	30,02	30,02	30,02
63	ПС 110 кВ Гришенки	2024 / зима	29,44	ПС 110 кВ Гришенки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,6	0	0,4	0,06	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5

### ПС 110 кВ Гжель.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 40,22 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 38,45 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} -2,4^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,0 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ОАО «РЖД» (договор ТП от 18.07.2023 № ИА-23-303-15371(642587) заявленной мощностью 4,99 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Гжель с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40,22 + 4 + 0 - 0 = 44,22 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гжель, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 52,22 % (без ТП превышение до 38,45 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гжель ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гжель расчетный объем ГАО составит 15,17 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 44,22 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Солнечногорск.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 55,65 МВА.

В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 39,9 % (31,57 МВА), нагрузка Т-2 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 6,71 % (24,08 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 66,62 % (37,6 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 39,99 % от  $S_{\text{ддн}}$  (18,05 МВА);

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 6,71 % (24,08 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 69,95 % от  $S_{\text{ддн}}$  (31,57 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,22 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП (договор ТП от 22.12.2020 № ИА-20-302-2432(820567) заявленной мощностью 3,34 МВт предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солнечногорск с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 55,65 + 2,22 + 0 - 0 = 57,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ

Солнечногорск, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 8,89 % (24,57 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 73,78 % от  $S_{\text{ддн}}$  (33,3 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 72,63 % (38,96 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 41,91 % от  $S_{\text{ддн}}$  (18,92 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 47,57 % (33,3 МВА), нагрузка Т-2 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 8,89 % (24,57 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солнечногорск ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Солнечногорск расчетный объем ГАО составит 16,39 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-3) на ПС 110 кВ Солнечногорск расчетный объем ГАО составит 2,01 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 38,96 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 24,57 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×20 МВА на 1×40 МВА и Т-2 1×20 МВА на 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Роса.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 35,56 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 22,41 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,97 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,75 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «ПРОМИН» договор ТП от 21.08.2012 № ИА-12-302-3210(926786) заявленной мощностью 2,9 МВт, ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета» договор ТП от 30.12.2022 № ГБ-01-23/ТП заявленной мощностью 7 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой



трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «РАЗПРИНТ» (договор ТП от 26.10.2023 № ИА-23-303-17186(294047) заявленной мощностью 1,5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 35,56 + 7,75 + 0 - 0 = 43,31 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Роса, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 49,09 % (без ТП превышение до 22,41 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Роса ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Роса расчетный объем ГАО составит 14,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 43,31 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Алабушево.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 38,42 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 31,58 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,17.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,79 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,61 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 38,42 + 0,61 + 0 - 0 = 39,03 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Алабушево, оставшегося в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-2, на величину до 33,66 % (без ТП превышение до 31,58 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Алабушево, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 82,4 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Алабушево ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Алабушево расчетный объем ГАО составит 9,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 39,03 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×25 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Луговая.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 110,2 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 31,35 % (37,05 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 82,09 % от  $S_{\text{ддн}}$  (37,05 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-4 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 62,08 % (73,15 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-3 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 46,3 % (73,15 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при

ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,13 (1,25).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,54 МВт на шины 35 кВ, 26,59 МВт на шины 10 кВ и 6,78 МВт на шины 6 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,18 МВА, 11,20 МВА и 0,72 МВА соответственно).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ОАО «РЖД» договор ТП от 17.04.2020 № ИА-20-303-1277(741729) заявленной мощностью 12,54 МВт, ООО «Товарищество Бахрушиных» договор ТП от 25.12.2023 № ИА-23-303-17810(334020) заявленной мощностью 2 МВт) планируется выполнить перевод питания ф. 502А, ф. 602А, ф. 502Б, ф. 602Б РУ-10 кВ и ф. 1, ф. 20, ф. 939 РУ-6 кВ с ПС 110 кВ Луговая на ПС 750 кВ Белый Раст (фактическая нагрузка в день зимнего контрольного замера 2023 года составила: ф. 502(А+Б) – 0,91 МВА, ф. 602(А+Б) – 2,51 МВА, ф. 1 – 3,14 МВА, ф. 20 – 1,74 МВА, ф. 939 – 1,57 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Товарищество Бахрушиных» (договор ТП от 25.12.2023 № ИА-23-303-17810(334020) заявленной мощностью 2 МВт предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 110,2 + 19,20 + 0 - (0,91 + 2,51 + 3,14 + 1,74 + 1,57) = \\ = 119,53 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Луговая, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3, Т-4) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 59,27 % (44,93 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 99,54 % от  $S_{\text{ддн}}$  (44,93 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-4 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 65,29 % (74,6 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-3 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 49,2 % (74,6 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Луговая ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 15,64 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 29,47 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 43,85 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3, Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 74,6 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×25 МВА на 1×63 МВА, существующих силовых трансформаторов Т-3, Т-4 2×40 МВА на 2×80 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Речная.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 41,88 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 48,47 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,48 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,99 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 41,88 + 0,99 + 0 - 0 = 42,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Речная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 51,97 % (без ТП превышение до 48,47 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Речная ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Речная расчетный объем ГАО составит 14,66 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 42,87 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Мамонтовская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (08.01.2024) и составила 35,06 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 16,87 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,8 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «БЁРНЕР ИСТ» (договор ТП от 05.05.2023 № ИА-23-303-14767(938664)) заявленной мощностью 2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мамонтовская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35,06 + 5,8 + 0 - 0 = 40,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мамонтовская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 36,2 % (без ТП превышение до 16,87 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мамонтовская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мамонтовская расчетный объем ГАО составит 10,86 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40,86 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Тополь.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 50,63 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 12,18 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,79 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,15 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ОАО «МЭК» (договор ТП от 02.09.2013 № ИА-13-302-1699(924845) заявленной мощностью 2,3 МВт, АО «Особое конструкторское бюро кабельной промышленности» от 22.12.2023 № ИА-23-303-17927(369941) заявленной мощностью 2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 50,63 + 3,15 + 0 - 0 = 53,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Тополь, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 19,17 % (без ТП превышение до 12,18 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тополь ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тополь расчетный объем ГАО составит 8,65 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 53,78 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Время.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 25,19 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 33,48 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,84 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,80 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,19 + 0,8 + 0 - 0 = 25,99 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Время, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 37,72 % (без ТП превышение до 33,48 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Время ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Время расчетный объем ГАО составит 7,12 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,99 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Кварц.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 55,49 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 10,98 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 36,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,35 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (договор ТП от 19.12.2013 № ИА-13-302-2042(944338) заявленной мощностью 2,5 МВт, ООО «Хохланд Руссланд» договор ТП от 20.09.2023 № ИА-23-302-15969(169760) заявленной мощностью 3 МВт предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 55,49 + 6,35 + 0 - 0 = 61,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кварц, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 23,68 % (без ТП превышение до 10,98 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кварц ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кварц расчетный объем ГАО составит 11,84 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 61,84 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Молоково.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 31,58 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 74,93 %.



В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,79 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,29 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК» договор ТП от 27.04.2022 № ИА-22-302-9613(912171) заявленной мощностью 3,76 МВт, ООО «СЗ «ЖК «МОЛОКОВО» договор ТП от 10.04.2015 № ИА-15-302-135(962003) заявленной мощностью 6,4 МВт, ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК» договор ТП от 27.04.2022 № ИА-22-302-9615(912240) заявленной мощностью 4,43 МВт, ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК» договор ТП от 18.04.2022 № ИА-22-302-9599(912130) заявленной мощностью 3,97 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,58 + 8,29 + 0 - 0 = 39,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Молоково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 120,84 % (без ТП превышение до 74,93 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Молоково ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Молоково расчетный объем ГАО составит 21,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,87 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Раменская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила

35,83 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{дн}}$ , на величину до 23,34 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,94 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП АО «Раменское приборостроительное конструкторское бюро» (договор ТП от 04.10.2023 № ИА-23-303-16719(267302)) заявленной мощностью 0,9 МВт предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Раменская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 35,83 + 1,94 + 0 - 0 = 37,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Раменская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 30,02 % (без ТП превышение до 23,34 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Раменская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Раменская расчетный объем ГАО составит 8,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,77 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Лаговская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 67,31 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 54,2 % (45,47 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 74,07 % от  $S_{\text{ддн}}$  (21,84 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 69,89 % от  $S_{\text{ддн}}$  (21,84 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,18 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,64 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,69 МВА на шины 10 кВ и 2,32 МВА на шины 35, 6 кВ).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть» (договор ТП от 29.09.2022 № ИА-22-303-10366(997788) заявленной мощностью 1 МВт предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Лаговская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 67,31 + 3,01 + 0 - 0 = 70,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Лаговская, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3, Т-4) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 62,08 % (47,79 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 76,39 % от  $S_{\text{ддн}}$  (22,53 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 72,08 % от  $S_{\text{ддн}}$  (22,53 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лаговская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Лаговская расчетный объем ГАО составит 18,3 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 47,79 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Лопасня.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 68,3 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 83,83 % (44,76 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,14 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,48 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 68,3 + 6,48 + 0 - 0 = 74,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Лопасня, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 101,27 % (58,5 %) (без ТП превышение до 83,83 % (44,76 %)).

В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, предусмотрено строительство ПС 220 кВ Чехов (в городском округе Чехов Московской области) с установкой двух автотрансформаторов 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый (таблица 41).

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Лопасня с учетом перевода части нагрузки на ПС 220 кВ Чехов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 68,3 + 6,48 - 19,4 - 0 = 55,38 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на ПС 220 кВ Чехов в объеме 19,4 МВА превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Лопасня, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 49,05 % (17,38 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лопасня ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Лопасня расчетный объем ГАО составит 18,23 МВА (8,2 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 55,38 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×40 МВА, Т-2 1×31,5 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Нащекино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 24,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 30,62 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,37 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП (договор ТП от 04.10.2022 № ИА-22-303-12406(435724) заявленной мощностью 4 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,65 + 2,37 + 0 - 0 = 27,02 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Нащекино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 43,18 % (без ТП превышение до 30,62 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нащекино ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Нащекино расчетный объем ГАО составит 8,15 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,02 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Кучино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (14.12.2023) и составила 36,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{дн}}$ , на величину до 54,79 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,19.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,36 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 36,84 + 0,36 + 0 - 0 = 37,2 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кучино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 56,3 % (без ТП превышение до 54,79 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кучино ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кучино расчетный объем ГАО составит 13,4 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,2 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×20 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Павшино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 48,01 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 1,49 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,17.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,92 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 48,01 + 2,92 + 0 - 0 = 50,93 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Павшино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 7,68 % (без ТП превышение до 1,49 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Павшино ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Павшино расчетный объем ГАО составит 3,63 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 50,93 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40,5 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Малаховка.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 20,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 13,33 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,09 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,46 + 3,09 + 0 - 0 = 23,55 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Малаховка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 30,45 % (без ТП превышение до 13,33 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Малаховка ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Малаховка расчетный объем ГАО составит 5,5 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,55 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Сидорово.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 41,55 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 11,83 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,18).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,81 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,88 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «ПК Печагин» (договор ТП от 30.03.2023 № ИА-23-302-14278(668114) заявленной мощностью 1,2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 40 МВА



и Т-2 110/10 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 41,55 + 5,88 + 0 - 0 = 47,43 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Сидорово, оставшегося в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-1, на величину до 27,66 % (без ТП превышение до 11,83 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сидорово, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 94,9 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сидорово ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Сидорово расчетный объем ГАО составит 10,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 47,43 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×31,5 МВА на 1×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Минеральная.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 99,57 МВА. Нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 54,77 % от  $S_{\text{длн}}$  (15,45 МВА), трансформатор работает только на сеть 35 кВ. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 6,82 % (84,12 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при ТНВ +3,1 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,13).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 42,74 МВт на шины 6, 10 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 13,4 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Спортмастер» (договор ТП от 13.11.2023 № ИА-23-302-17144(233502) заявленной мощностью 7,5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА и сооружением 5-й и 6-й сек. РУ-10 кВ ПС 110 кВ Минеральная.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Элмонт Энерго» (договор ТП от 29.11.2018 № ИА-18-302-563(155433) заявленной мощностью 4,5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с установкой трансформатора Т-5 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 99,57 + 13,4 + 0 - 0 = 112,97 \text{ МВА.}$$

Перспективная расчетная нагрузка Т-1, Т-2 может составить 97,52 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 23,84 % (97,52 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Минеральная ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Минеральная расчетный объем ГАО составит 18,77 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3 на трансформатор с возможностью резервирования по сети 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2.

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Минеральная, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 81,78 % от  $S_{\text{ддн}}$  (64,4 МВА), нагрузка Т-3 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 72,19 % (48,57 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 87,66 % от  $S_{\text{ддн}}$  (69,03 МВА), нагрузка Т-3 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 55,78 % (43,94 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 73,75 % от  $S_{\text{ддн}}$  (58,08 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 50,08 % от  $S_{\text{ддн}}$  (39,44 МВА).

Таким образом, рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью не менее 48,57 МВА с возможностью резервирования по сети 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2.

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-3 1×25 МВА на 1×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Кудиново.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 24,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 3,18 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,04 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,04 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Гарант-Логистик» (договор ТП от 12.12.2023 № ИА-23-303-17993(355546) заявленной мощностью 1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Кудиново с заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,34 + 3,04 + 0 - 0 = 27,38 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кудиново, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 16,07 % (без ТП превышение до 3,18 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кудиново ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кудиново расчетный объем ГАО составит 3,79 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,38 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×20 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Нахабино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 70,72 МВА, из них нагрузка трансформаторов 110/35/6 Т-1 и Т-2 составит 55,75 МВА, трансформаторов 110/10/10 Т-3 и Т-4 – 14,97 МВА соответственно. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{дн}}$ , на величину до 11,5 % (55,75 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 47,9 % от  $S_{\text{дн}}$  (14,97 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 45,7 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 13,32 МВА на шины 10 кВ и 5,94 МВА на шины 35 и 6 кВ).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ОАО «РЖД» (договор ТП от 22.11.2019 № ИА-19-302-563(984423) заявленной мощностью 9,605 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой двух трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 70,72 + (13,32 + 5,94) + 0 - 0 = 89,98 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Нахабино, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3, Т-4) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{дн}}$ , на величину до 23,37 % (61,69 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 90,54 % от  $S_{\text{дн}}$  (28,29 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нахабино ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения

трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Нахабино расчетный объем ГАО составит 11,69 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 61,69 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

В тоже время при реализации мероприятий предусмотренных ТУ для ТП ОАО «РЖД» (договор ТП от 22.11.2019 № ИА-19-302-563(984423) на ПС 110 кВ Нахабино планируется строительство нового РУ 6 кВ и перевод части присоединений из существующего РУ 6 кВ, питающегося от трансформаторов Т-1 и Т-2, в новое РУ 6 кВ. Потребителей нового РУ 6кВ планируется присоединить к реконструируемым трансформаторам Т-3 и Т-4.

После реализации перевода части присоединений из существующего РУ 6 кВ в новое РУ 6 кВ нагрузка Т-1 и Т-2 может составить 48,24 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 96,48 % от  $S_{\text{дн}}$  (48,24 МВА). Нагрузка Т-3 и Т-4 при этом может составить 41,74 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-3 (Т-4) нагрузка трансформатора Т-4 (Т-3) не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 53,01 % от  $S_{\text{дн}}$  (41,74 МВА).

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-3, Т-4 2×25 МВА на 2×63 МВА с переводом части нагрузок из старого РУ 6 кВ в новое РУ 6 кВ.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Клин.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 88,23 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{дн}}$ , на величину до 12,04 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,38 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,62 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Мега-торг» (договор ТП от 01.07.2022 № ИА-22-303-11051(171822) заявленной мощностью 0,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Клин с установкой двух дополнительных трансформаторов напряжением 110/10/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 88,23 + 1,62 + 0 - 0 = 89,85 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Клин, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 14,10 % (без ТП превышение до 12,04 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 11,10 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 89,85 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×100 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Технические решения могут быть уточнены в рамках предпроектного обследования при разработке ПД.

#### ПС 110 кВ Прудная.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 29,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 46,85 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,35 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,37 + 1,35 + 0 - 0 = 30,72 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Прудная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 53,60 % (без ТП превышение до 46,85 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Прудная ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Прудная расчетный объем ГАО составит 10,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,72 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Ям.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 26,12 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 38,41 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,41 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,12 + 1,41 + 0 - 0 = 27,53 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ям, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 45,88 % (без ТП превышение до 38,41 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ям ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ям расчетный объем ГАО составит 8,66 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,53 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Прогресс.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 30,09 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 96,29 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,08 МВт на 10 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,29 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,09 + 6,29 + 0 - 0 = 36,38 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Прогресс, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 16,42 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Прогресс ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Прогресс расчетный объем ГАО составит 5,13 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 36,38 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии несколькими ТУ для ТП (ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик»



договор ТП от 14.08.2015 № ИА-15-349-14(911782) заявленной мощностью 23 МВт, ООО «СЗ «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ» договор ТП от 15.07.2016 № ИА-16-302-307(921142) заявленной мощностью 20 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с установкой третьего трансформатора 110/20 кВ мощностью 40 МВА.

В связи с тем, что РУ 20 кВ на ПС 110 кВ Прогресс сооружается в соответствии с мероприятиями ТУ для ТП, то в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (установка Т-3 110/20 кВ 1×40 МВА на ПС 110 кВ Прогресс).

#### ПС 110 кВ Пушкино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 26,92 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 14,12 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,65 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП Администрация городского округа Пушкино (договор ТП от 27.12.2018 № ИА-18-302-269(960261) заявленной мощностью 10 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,92 + 5,65 + 0 - 0 = 32,57 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пушкино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 38,07 % (без ТП превышение до 14,12 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пушкино ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пушкино расчетный объем ГАО составит 8,98 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,57 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×20 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Долгопрудная.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 33,35 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 13,1 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,38 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «СЗ Самолет Олимп» (договор ТП от 30.06.2023 ИА-23-303-15420(937345) заявленной мощностью 2,3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,35 + 7,38 + 0 - 0 = 40,73 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Долгопрудная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 38,13 % (без ТП превышение до 13,1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Долгопрудная ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Долгопрудная расчетный объем ГАО составит 11,24 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40,73 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Волоколамск.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 36,24 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 24,75 % .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,44 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 36,24 + 0,44 + 0 - 0 = 36,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Волоколамск, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 26,27 % (без ТП превышение до 24,75 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волоколамск ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волоколамск расчетный объем ГАО составит 7,63 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 36,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Пушкино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила

87,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 93,46 % от  $S_{\text{ддн}}$  (43,44 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 66,92 % от  $S_{\text{ддн}}$  (33,88 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 21,6 % от  $S_{\text{ддн}}$  (10,04 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 16,23 % (54,7 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 44,68 % от  $S_{\text{ддн}}$  (22,62 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 21,6 % от  $S_{\text{ддн}}$  (10,04 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 96,13 % от  $S_{\text{ддн}}$  (45,24 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 48,49 % от  $S_{\text{ддн}}$  (22,54 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 42,13 % от  $S_{\text{ддн}}$  (19,58 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 68,34 % от  $S_{\text{ддн}}$  (32,16 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 48,49 % от  $S_{\text{ддн}}$  (22,54 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 64,51 % от  $S_{\text{ддн}}$  (32,66 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,16 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 22,31 МВт на шины 35, 6 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,23 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 87,36 + 7,23 + 0 - 0 = 94,59 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Пушкино, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3, Т-4) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 98,99 % от  $S_{\text{ддн}}$  (46,01 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 73,58 % от  $S_{\text{ддн}}$  (37,25 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 24,37 % от  $S_{\text{ддн}}$  (11,33 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 23,91 % (54,7 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 49,28 % от  $S_{\text{ддн}}$  (24,95 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 24,37 % от  $S_{\text{ддн}}$  (11,33 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 3,28 % (48,6 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 51,26 % от  $S_{\text{ддн}}$  (23,83 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 47,67 % от  $S_{\text{ддн}}$  (22,16 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 73,28 % от  $S_{\text{ддн}}$  (34,49 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 51,26 % от  $S_{\text{ддн}}$  (23,83 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 71,65 % от  $S_{\text{ддн}}$  (36,27 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пушкино ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Пушкино расчетный объем ГАО составит 11,25 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 58,31 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×40,5 МВА на 1×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Климовская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 36,39 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 61,26 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,09 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 36,39 + 2,09 + 0 - 0 = 38,48 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Климовская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 70,52 % (без ТП превышение до 61,26 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Климовская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Климовская расчетный объем ГАО составит 15,91 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,48 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×20 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Болятино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 64,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 81,4 % от  $S_{\text{дн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 32,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 13,79 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Импортлогистик» (договор ТП от 05.12.2023 № ИА-23-302-17449(238159) заявленной мощностью 11,5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Болятино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 100 МВА каждый. Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 64,1 + 13,79 + 0 - 0 = 77,89 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Болятино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 98,91 % от  $S_{\text{дн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (установка дополнительного трансформатора Т-3 1×63 МВА).

При этом мероприятие по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Болятино с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА для подключения потребителя ООО «Импортлогистик» приведены в 4.2.

ПС 110 кВ Аксаково.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 18,78 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 93,9 % (99,51 %) от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,18 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,51 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик» (договор ТП от 31.05.2021 № ИА-21-303-5985(348614) заявленной мощностью 2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Е-ИНВЕСТ» (договор ТП от 01.11.2022 № С8-14-302С-2707(903638) заявленной мощностью 1,15 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,78 + 3,51 + 0 - 0 = 22,29 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Аксаково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 18,09 % (11,43 %) (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик» (договор ТП от 31.05.2021 № ИА-21-303-5985(348614)), ООО «Е-ИНВЕСТ» (договор ТП от 01.11.2022 № С8-14-302С-2707(903638)) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,78 + 2,5 + 0 - 0 = 21,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора ТП 31.05.2021 № ИА-21-303-5985(348614), договора ТП от 01.11.2022 № С8-14-302С-2707(903638)) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{длн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Аксаково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 12,75 % (6,39 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Аксаково ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Аксаково расчетный объем ГАО составит 2,41 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,28 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Туменская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 9,93 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) превышает  $S_{длн}$ , на величину до 33,63 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,76 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,38 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Базовые системы» договор ТП от 06.10.2023 № ИА-23-303-16913(240026) заявленной мощностью 1,22 МВт, ООО «Озёрский продукт» договор ТП от 06.06.2023 № ИА-23-302-15373(930178) заявленной мощностью 0,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Туменская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 9,93 + 1,38 + 0 - 0 = 11,31 \text{ МВА.}$$



Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Туменская, оставшегося в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-1, на величину до 52,20 % (без ТП превышение до 33,63 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Туменская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 95,8 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Туменская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Туменская расчетный объем ГАО составит 3,88 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 11,31 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×6,3 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Полиграф.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 27,22 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 93,7 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,34 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Альтернативные Строительные Концепции» договор ТП от 23.12.2013 № ИА-13-302-1990(940283) заявленной мощностью 2,28 МВт, ООО «МолоПак» договор ТП от 21.08.2023 № ИА-23-302-16080(198601) заявленной мощностью 5 МВт, ЗАО «Чеховский мебельный комбинат» договор ТП от 14.07.2023 № ИА-23-303-15456(999034) заявленной мощностью 2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Полиграф с заменой трансформаторов

Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,22 + 5,34 + 0 - 0 = 32,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Полиграф, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 12,08 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП (ООО «Альтернативные Строительные Концепции» договор ТП от 23.12.2013 № ИА-13-302-1990(940283), ООО «МолоПак» договор ТП от 21.08.2023 № ИА-23-302-16080(198601), ЗАО «Чеховский мебельный комбинат» договор ТП от 14.07.2023 № ИА-23-303-15456(999034) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,22 + 0,16 + 0 - 0 = 27,38 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора на ТП от 23.12.2013 № ИА-13-302-1990(940283), договора на ТП от 21.08.2023 № ИА-23-302-16080(198601), договора на ТП от 14.07.2023 № ИА-23-303-15456(999034)) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Полиграф, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 94,25 от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Полиграф с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Полиграф с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА для подключения потребителей ООО «Альтернативные Строительные Концепции», ООО «МолоПак», ЗАО «Чеховский мебельный комбинат» приведены в 4.2.

#### ПС 110 кВ Соловьево.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 19,36 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,22 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,69 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «КАР ВИЛЛАДЖ» (договор ТП от 12.12.2023 № ИА-23-302-17672(317584) заявленной мощностью 1,4 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Соловьево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,87 + 0,69 + 0 - 0 = 14,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Соловьево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 25,3 % (без ТП превышение до 19,36 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Соловьево ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Соловьево расчетный объем ГАО составит 2,94 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,56 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Бронницы.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 51,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 2,72 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 16,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,76 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 51,36 + 1,76 + 0 - 0 = 53,12 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Бронницы, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,24 % (без ТП превышение до 2,72 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бронницы ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Бронницы расчетный объем ГАО составит 3,12 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 53,12 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Сухарево.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 22,12 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 10,6 % (17,21 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,18 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,95 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Богаевский карьер» (договор ТП от 27.01.2022 № ИА-21-302-8828(673413) заявленной мощностью 3,0 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Сухарево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,12 + 0,95 + 0 - 0 = 23,07 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Сухарево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 15,35 % (22,24 %) (без ТП превышение до 10,6 % (17,21 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сухарево ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Сухарево расчетный объем ГАО составит 4,2 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,07 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в 2024 году выполнена временная замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

#### ПС 110 кВ Голицыно.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (04.01.2024) и составила 76,49 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 81,58 % от  $S_{\text{ддн}}$  (19,58 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 33,0 % от  $S_{\text{ддн}}$  (15,84 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 85,56 % от  $S_{\text{ддн}}$  (41,07 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 28,13 % (30,75 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 33,0 % от  $S_{\text{ддн}}$  (15,84 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 62,29 % от  $S_{\text{ддн}}$  (29,9 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 82,46 % от  $S_{\text{ддн}}$  (19,79 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 45,67 % от  $S_{\text{ддн}}$  (10,96 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 95,29 % от  $S_{\text{ддн}}$  (45,74 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 82,46 % от  $S_{\text{ддн}}$  (19,79 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 45,67 % от  $S_{\text{ддн}}$

(10,96 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 95,29 % от  $S_{\text{ддн}}$  (45,74 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки с трансформатора Т-1 в объеме 6 МВА на другие центры питания. С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения трансформатора Т-2 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 3,13 % (24,75 МВА).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,26 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 76,49 + 0,26 + 0 - 6 = 70,75 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки с трансформатора Т-1 на другие центры питания в объеме 6 МВА, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Голицыно, оставшихся в работе после отключения Т-2 распределится следующим образом: нагрузка Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 3,42 % (24,82 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 33,15 % от  $S_{\text{ддн}}$  (15,91 МВА), нагрузка Т-4 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 62,54 % от  $S_{\text{ддн}}$  (30,02 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Голицыно ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Голицыно расчетный объем ГАО составит 0,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 24,82 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×20 МВА на 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Новые Подлипки.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 59,63 МВА.

В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 99,67 % от  $S_{ддн}$  (37,03 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 95,8 % от  $S_{ддн}$  (22,6 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 58,08 % от  $S_{ддн}$  (21,58 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 80,65 % от  $S_{ддн}$  (38,05 МВА);

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 95,8 % от  $S_{ддн}$  (22,6 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 78,49 % от  $S_{ддн}$  (37,03 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,72 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,18 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 59,63 + 0,18 + 0 - 0 = 59,81 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Новые Подлипки, оставшихся в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-3 распределится следующим образом: нагрузка Т-1 превышает  $S_{ддн}$ , на величину до 0,15 % (37,21 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 95,8 % от  $S_{ддн}$  (22,6 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новые Подлипки ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Новые Подлипки расчетный объем ГАО составит 0,06 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 37,21 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×31,5 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Успенская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила

20,42 МВА. Загрузка Т-2 – 20,61 % (3,61 МВА) от  $S_{\text{длн}}$ , трансформатор работает только на сеть 35 кВ. Таким образом максимальная нагрузка трансформаторов Т-1, Т-3, Т-4 составила 16,81 МВА. В ПАР отключения трансформаторов Т-1 и Т-3 (под одним выключателем 35 кВ) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-4 не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 95,95 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2, Т-4 при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,17, для Т-1, Т-3 – 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,61 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,37 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ОАО «Интеграл+» (договор ТП от 09.08.2023 № ИА-23-302-16128(176208) заявленной мощностью 3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Успенская с заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-3 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,42 + 4,37 + 0 - 0 = 24,79 \text{ МВА.}$$

Перспективная нагрузка трансформаторов питающих шины 6 кВ (Т-1 и Т-3, Т-4) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,81 + 4,37 + 0 - 0 = 21,18 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-4 ПС 110 кВ Успенская, оставшегося в работе после отключения Т-1 и Т-3, на величину до 20,89 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Успенская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформаторов Т-1 и Т-3 (под одним выключателем 35 кВ) на ПС 110 кВ Успенская расчетный объем ГАО составит 3,66 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнить замену существующего трансформатора Т-4 на трансформатор мощностью не менее 21,18 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Также с учетом мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ, указанных в 2.3.1, планируется реконструкция КВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на 110 кВ и образованием



КВЛ 110 кВ Голицыно – Успенская. В данной схеме трансформатор Т-2 ПС 110 кВ Успенская будет питать ПС 35 кВ Дачная и шины 6 кВ через трансформаторы Т-1 и Т-3, в связи с чем в ПАР отключения трансформатора Т-4 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-4) превышает  $S_{\text{дн}}$ , на величину до 41,50 % (24,79 МВА). Расчетный объем ГАО составит 7,27 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-2 и Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 24,79 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом перспективных мероприятий в сети 35–220 кВ рассматриваемого района и набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП рекомендуется питание РУ 35 кВ ПС 110 кВ Успенская осуществить от Т-2 и Т-4 и реализовать мероприятия ТУ для ТП ОАО «Интеграл+» (договор ТП от 09.08.2023 № ИА-23-302-16128(176208) заявленной мощностью 3 МВт) с заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-3 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора с высшим классом напряжения 110 кВ мощностью 25 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-3 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Можайск.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 33,84 МВА. В ПАР наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) превышает  $S_{\text{дн}}$ , на величину до 49,96 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +3,1 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,13).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 23,64 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 12,46 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «ДорХан-Можайск» договор ТП от 02.12.2013 № ИА-13-302-1432(901413) заявленной мощностью 15 МВт, ООО «НИСА» договор ТП от 05.12.2011 № ИА-11-302-4835(929972) заявленной мощностью 2,54 МВт, ООО «ИНВЕСТСТРОЙБЕТОН» договор ТП от 31.03.2022 № ИА-22-302-9578(948958) заявленной мощностью 0,85 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Можайск с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,84 + 12,46 + 0 - 0 = 46,3 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Можайск, оставшегося в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-1, на величину до 105,18 % (без ТП превышение до 49,96 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Можайск, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 92,3 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Можайск ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Можайск расчетный объем ГАО составит 23,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 46,3 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×20 МВА на 1×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Акулово.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 7,96 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 63,68 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$  и при повышенном износе изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,35 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,25 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ФКП «УЗКС Минобороны РФ» (договор ТП от 07.04.2014 № 79-ЦНТ-2014 заявленной мощностью 3,69 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Акулово с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,96 + 0,25 + 0 - 0 = 8,21 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Акулово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 65,68 % от  $S_{\text{длн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Акулово с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Акулово с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА для подключения потребителя ФКП «УЗКС Минобороны РФ» приведены в 4.2.

#### ПС 110 кВ Мамоново.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 45,24 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 90,48 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} +3,1^{\circ}\text{C}$  и при повышенном износе изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,02 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Специализированный застройщик «Аметист» (договор ТП от 12.07.2021 № ИА-12-302-6466(411538) заявленной мощностью 0,71 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мамоново с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый. Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,24 + 5,02 + 0 - 0 = 50,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Мамоново, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 0,52 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Специализированный застройщик «Аметист» (договор ТП от 12.07.2021 № ИА-12-302-6466(411538)) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,24 + 4,72 + 0 - 0 = 49,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора на ТП от 12.07.2021 № ИА-12-302-6466(411538)) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мамоново, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 99,92 от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Мамоново с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Мамоново с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА для подключения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Аметист» приведены в 4.2.

#### ПС 110 кВ Игнатово.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 67,43 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 85,69 % от  $S_{\text{ддн}}$  (42,85 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 49,17 % от  $S_{\text{ддн}}$  (24,59 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 54,56 % от  $S_{\text{ддн}}$  (27,28 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 80,3 % от  $S_{\text{ддн}}$  (40,15 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 44,06 % от  $S_{\text{ддн}}$  (22,03 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 90,8 % от  $S_{\text{ддн}}$  (45,4 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 при ТНВ -2,4 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,61 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 67,43 + 1,61 + 0 - 0 = 69,04 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Игнатово, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 86,44 % от  $S_{\text{ддн}}$  (43,22 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 51,66 % от  $S_{\text{ддн}}$  (25,83 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 56,54 % от  $S_{\text{ддн}}$  (28,27 МВА), нагрузка Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 81,54 % от  $S_{\text{ддн}}$  (40,77 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 46,9 % от  $S_{\text{ддн}}$  (23,45 МВА), нагрузка Т-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 91,18 % от  $S_{\text{ддн}}$  (45,59 МВА).

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Игнатово с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА).

#### ПС 110 кВ Поварово.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 80,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка Т-2 (Т-1) не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 74,44 % от  $S_{\text{ддн}}$  (37,22 МВА);

– В ПАР отключения Т-3 (Т-4) максимальная загрузка оставшегося в работе Т-4 (Т-3) не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 86,56 % от  $S_{\text{ддн}}$  (50,06 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 при ТНВ -15 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,38 МВт на шины 35 кВ и 37,96 МВт на шины 10 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,71 МВА и 13,56 МВА соответственно).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ» (договор ТП от 17.04.2024 № ИА-24-302-19787(143667) заявленной мощностью 3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Поварово с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 80,5 + (2,71 + 13,56) + 0 - 0 = 96,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Поварово, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3, Т-4) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 93,42 % от  $S_{\text{длн}}$  (46,71 МВА);

– в ПАР отключения трансформатора Т-3 (Т-4) загрузка трансформатора Т-4 (Т-3) превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 0,12 % (50,06 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ» (договор ТП от 17.04.2024 № ИА-24-302-19787(143667)) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 80,5 + 14,98 + 0 - 0 = 95,48 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора ТП от 17.04.2024 № ИА-24-302-19787(143667)) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-4 (Т-3) ПС 110 кВ Поварово, оставшегося в работе после отключения Т-3 (Т-4), и составляет 98,83 % от  $S_{\text{длн}}$  (49,42 МВА).

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ПС 110 кВ Поварово с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 4×40 МВА на 4×63 МВА).

При этом мероприятие по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Поварово с заменой существующих силовых трансформаторов Т-3, Т-4 2×40 МВА на 2×63 МВА для подключения потребителя ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ» приведено в 4.2.

#### ПС 110 кВ Гальцово.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 7,72 МВА.

Нагрузка трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 8,61 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,7 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,29 МВА).

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующего трансформатора составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,72 + 0,29 + 0 - 0 = 8,01 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 на величину до 12,69 % (без ТП превышение до 8,61 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гальцово ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. Расчетный объем ГАО на ПС 110 кВ Гальцово составит 0,9 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,01 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в 2023 году выполнена временная замена существующего силового трансформатора Т-1 1×6,3 МВА на 1×9,9 МВА.

#### ПС 110 кВ Орево.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 16,47 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 91,23 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,11 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,47 + 0,11 + 0 - 0 = 16,58 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Орево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 91,84 % от  $S_{ддн}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Орево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

#### ПС 110 кВ Гребнево.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 43,73 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 96,89 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,87 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,72 МВА).

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

$$S_{персп}^{ТР} = 43,73 + 3,72 + 0 - 0 = 47,45 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гребнево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 5,14 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гребнево ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гребнево расчетный объем ГАО составит 2,32 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 47,45 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.



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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Шаховская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (08.01.2024) и составила 40,16 МВА. В ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 33,87 % (28,51 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -15 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,2).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,2 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 40,16 + 3,2 + 0 - 0 = 43,36 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шаховская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 44,53 % (38,75 %) (без ТП превышение 33,87 % (28,51 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шаховская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Шаховская расчетный объем ГАО составит 13,36 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 43,36 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ларино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 23,27 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-3) нагрузка

T-1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 70,94 % от  $S_{\text{ддн}}$  (11,34 МВА), нагрузка T-2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 74,63 % от  $S_{\text{ддн}}$  (11,93 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов T-1, T-2 (T-3) при ТНВ +20,1 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1 (1,2).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,05 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,27 + 1,05 + 0 - 0 = 24,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов T-1 и T-2 ПС 110 кВ Ларино, оставшихся в работе после отключения наиболее мощного трансформатора (T-3), и составляет 74,22 % от  $S_{\text{ддн}}$  (11,87 МВА), 77,91 % от  $S_{\text{ддн}}$  (12,46 МВА) соответственно.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Ларино с заменой существующих силовых трансформаторов T-1 и T-2 2×16 МВА на 2×20 МВА).

#### ПС 110 кВ Бруски.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 7,61 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (T-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (T-2) превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 2,41 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,89 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,61 + 0,89 + 0 - 0 = 8,5 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими

договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Бруски, оставшегося в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-1, на величину до 14,39 % (без ТП превышение до 2,41 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Бруски, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 72 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бруски ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Бруски расчетный объем ГАО составит 1,07 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 8,5 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Руза.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 26,64 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 90,34 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,99 МВА).

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

$$S_{персп}^{ТР} = 26,64 + 2,99 + 0 - 0 = 29,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Руза, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 0,48 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Руза ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Руза расчетный объем ГАО составит 0,14 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 29,63 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

ПС 110 кВ Лидино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 24,3 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 21,5 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,88 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,29 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,3 + 1,29 + 0 - 0 = 25,59 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лидино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 27,95 % (без ТП превышение до 21,5 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лидино ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лидино расчетный объем ГАО составит 5,59 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,59 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Веря.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (04.01.2024) и составила 38,25 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 27,5 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,0 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,53 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38,25 + 0,53 + 0 - 0 = 38,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Веря, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 29,27 % (без ТП превышение до 27,5 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Веря ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Веря расчетный объем ГАО составит 8,78 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,78 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 220 кВ Встреча.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 6,29 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-3) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-4) не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 33,66 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-3 (Т-4) при ТНВ -3,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,17).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,38 МВт к 1 и 2 секциям 10 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,68 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,29 + 8,68 + 0 - 0 = 14,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-4 (Т-3) ПС 220 кВ Встреча, оставшегося в работе после отключения Т-3 (Т-4), и составляет 80,1 % (47,9 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ПС 220 кВ Встреча с заменой существующих силовых трансформаторов 110/10 кВ Т-3 1×25 МВА и 110/10 кВ Т-4 1×16 МВА на трансформаторы 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в 2024 году выполнена временная замена существующего силового трансформатора Т-3 1×25 МВА на 1×16 МВА.

#### ПС 110 кВ Чанки.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 10,56 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 90,88 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,82 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,19 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП МУП «Тепло Коломны» объединенные инженерные системы (договор ТП от 07.04.2023 № ИА-23-303-14163(661952) заявленной мощностью 0,725 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Чанки с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый. Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,56 + 0,19 + 0 - 0 = 10,75 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Чанки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 92,51 % от  $S_{\text{длн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Чанки с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА).

При этом мероприятие по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Чанки с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА для подключения потребителя МУП «Тепло Коломны» приведено в 4.2.

#### ПС 110 кВ Стрелецкая.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 38,04 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 29,0 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,86 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 38,04 + 2,86 + 0 - 0 = 40,9 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Стрелецкая, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 38,7 % (без ТП превышение до 29,0 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Стрелецкая ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Стрелецкая расчетный объем ГАО составит 11,41 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40,9 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Загорново.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 21,86 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 21,09 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,66 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,98 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «СпецПромКомпания» договор ТП от 10.02.2023 № ИА-23-303-13863(619752) заявленной мощностью 4,8 МВт, ООО «Руберг» договор ТП от 17.08.2023 № ИА-23-302- 15998(142488) заявленной мощностью 1,5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Девиденд» (договор ТП от 28.12.2023 № ИА-23-302-18238(403820) заявленной мощностью 3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,86 + 5,98 + 0 - 0 = 27,84 \text{ МВА.}$$



Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Загорново, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 54,2 % (без ТП превышение до 21,09 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Загорново ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Загорново расчетный объем ГАО составит 9,79 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,84 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Венюково.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 32,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{ддн}$ , на величину до 14,01 % (2,91 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ +3,1 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,13).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,60 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,64 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ФКП «УЗКС МО РФ» (договор ТП от 22.06.2023 № ИА-23-302-14755(937307) заявленной мощностью 0,78 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Венюково с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 32,16 + 1,64 + 0 - 0 = 33,8 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Венюково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 19,83 % (8,16 %) (без ТП превышение до 14,01 % (2,91 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Венюково ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Венюково расчетный объем ГАО составит 5,59 (2,55) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,8 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Талеж.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 28,0 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 89,6 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,96 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 28 + 0,96 + 0 - 0 = 28,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Талеж, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 92,67 % от  $S_{ддн}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион»

(увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Талеж с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в 2024 году выполнена временная замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

ПС 110 кВ Рыболово.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (04.01.2024) и составила 29,09 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 45,45 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,81 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,93 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,09 + 0,93 + 0 - 0 = 30,02 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Рыболово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 50,1 % (без ТП превышение до 45,45 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Рыболово ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Рыболово расчетный объем ГАО составит 10,02 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,02 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Гришенки.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (04.01.2024) и составила

29,44 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 53,33 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15 °С в нормальном режиме работы составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,6 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,06 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,44 + 0,06 + 0 - 0 = 29,5 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гришенки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 53,66 % (без ТП превышение до 53,33 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гришенки ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гришенки расчетный объем ГАО составит 10,3 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 29,5 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в 2024 году выполнена временная замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

### 2.2.2.1 Реконструкция ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки.

Согласно данным филиала ПАО «Россети Московский регион» для исключения превышения ДДТН электросетевого оборудования 110 кВ предлагается выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на

ПС Подлипки с заменой провода на АС-240/32, установкой металлических решетчатых и многогранных опор. Существующая длина трассы ЛЭП при этом не меняется.

Участок ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки от ПС 110 кВ Клязьма до отпайки составляет 8,855 км и выполнен проводами АС-240/32 (2,81 км), АС-120/19 (5,105 км) и АС-150/24 (0,94 км), участок от ПС 110 кВ Тополь до отпайки составляет 2,675 км и выполнен проводами АС-240/32 (0,455 км) и АС-150/24 (2,22 км).

Согласно результатам расчетов электроэнергетических режимов при АО в нормальной схеме ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27 – Хвойная и ВЛ 220 кВ ТЭЦ-21 – Хвойная (расположены на совместном подвесе более 50 % длины воздушного участка) для РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -26 °С на этапе 2025 года выявлено превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки составит 569 А (113 % от ДДТН, 503 А ограничивающим элементом является – провод участка от ПС 110 кВ Клязьма до отпайки).

В соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], п. 187, при рассмотрении нормативного возмущения группы III, связанного с отключением в результате нормативного возмущения группы I двух линий электропередачи, провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50 % длины более короткой линии электропередачи, в качестве единичной ремонтной схемы электрической сети (схемы после нормативного возмущения (свыше 20 мин) в нормальной схеме электрической сети) должно рассматриваться отключенное состояние только одной из указанных линий электропередачи. При восстановлении питания одной из ЛЭП за допустимое время превышение ДДТН не выявлено, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки составит 236 А (47 % от ДДТН).

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки с заменой провода на АС-240/32, установкой металлических решетчатых и многогранных опор).

#### 2.2.2.2 Реконструкция ПС 35 кВ Петровская с переводом на напряжение 110 кВ.

Согласно данным филиала ПАО «Россети Московский регион» для исключения перегрузок в сети 35 кВ, 110 кВ в районе размещения ПС 35 кВ Петровская предлагается выполнить:

– реконструкцию ПС 35 кВ Петровская с переводом на 110 кВ с установкой трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×16 МВА взамен существующих 35/10 кВ мощностью 2×4 МВА;

– сооружаемое РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»;

– сооружение заходов ВЛ 110 кВ Румянцево – Ядрошино ориентировочной протяженностью 2×6,271 км с образованием ВЛ 110 кВ Петровская – Румянцево и ВЛ 110 кВ Петровская – Ядрошино.

Карта-схема и нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района представлена на рисунках 5, 6.

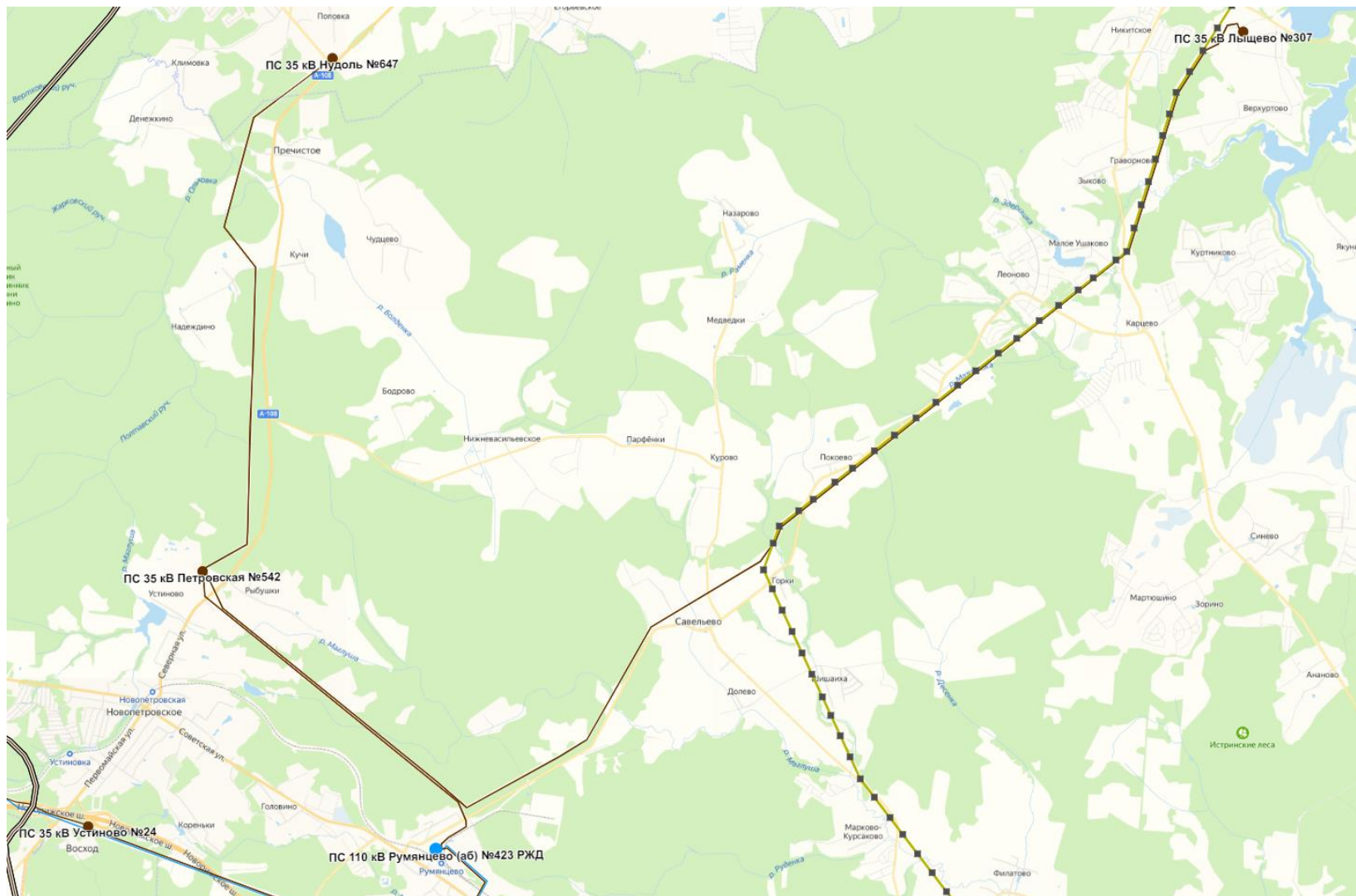


Рисунок 5 – Карта-схема электроснабжения ПС 35 кВ Петровская

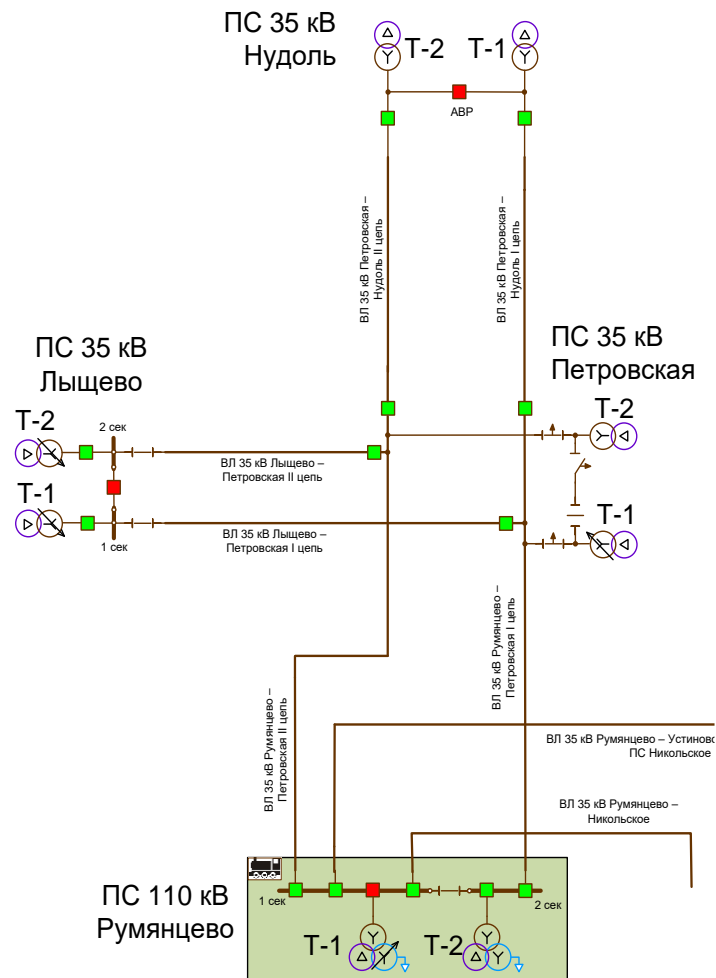


Рисунок 6 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ энергорайона размещения ПС 35 кВ Петровская

ПС 35 кВ Нудоль, ПС 35 кВ Лыщево, ПС 35 кВ Петровская имеют один источник питания ПС 110 кВ Румянцово (РЖД).

В таблице 13 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 14 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

По существующим подстанциям 35–110 кВ размещения ПС 35 кВ Петровская заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 28,12 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 15.

Таблица 13 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35, 110 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Румянцево	110/35/10	T-1	110/35/10	15	8,78	8,35	8,48	8,51	6,59	8,96	7,17	8,31	7,22	3,4	0
			T-2	110/35/10	15	13,42	10,76	8,67	12,12	13,35	9,87	7,79	9,52	5,91	6,38	
2	ПС 35 кВ Петровская	35/10	T-1	35/10	4	н/д	н/д	н/д	1,21	1,51	н/д	н/д	н/д	1,44	1,49	0
			T-2	35/10	4	н/д	н/д	н/д	0,85	1,1	н/д	н/д	н/д	0,75	0,54	
3	ПС 35 кВ Лыщево	35/10	T-1	35/10	6,3	н/д	н/д	н/д	2,26	1,72	н/д	н/д	н/д	1,07	0,66	0
			T-2	35/10	6,3	н/д	н/д	н/д	2,86	3,74	н/д	н/д	н/д	0,99	1,83	
4	ПС 35 кВ Нудоль	35/10	T-1	35/10	4	н/д	н/д	н/д	2,33	2,97	н/д	н/д	н/д	1,0	1,4	0
			T-2	35/10	4	н/д	н/д	н/д	1,9	1,39	н/д	н/д	н/д	1,42	0,97	

Таблица 14 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Румянцево	T-1	ТДТНГ-15000/110/35/10	1959	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-15000/110/35/10	1961	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 35 кВ Петровская	T-1	ТМ-4000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМ-4000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 35 кВ Лыщево	T-1	ТМН-6300/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
4	ПС 35 кВ Нудоль	T-1	ТМ-4000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМ-4000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 15 – Перспективная нагрузка ПС 35–110 кВ с учетом договоров на ТП подстанций 35, 110 кВ рассматриваемого района

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Румянцево	2019 / зима	22,2	ПС 110 кВ Румянцево	ОАО «РЖД»	26.09.2018	ИА-18-349-8(933630)	2025	12,31	0	35	8,61	32,95	33,71	33,71	33,71	33,71	33,71
				ПС 35 кВ Лыщево	Дачное Товарищество собственников недвижимости «Лесная бухта»	21.07.2022	ИА-22-303-11415 (312873)	2025	0,72	0	10	0,144						
				ПС 35 кВ Лыщево	ООО «Никитский берег»	18.05.2023	ИА-23-303-15107 (980609)	2025	0,8	0	10	0,16						
				ПС 35 кВ Лыщево	Потребительский Кооператив по развитию экономических и социальных программ для пайщиков «НОВАЯ ЖИЗНЬ»	20.10.2023	ИА-23-302-16375 (184518)	2026	1,5	0	10	0,3						
				ПС 35 кВ Лыщево	Физ. лицо	26.12.2023	ИА-23-302-18254 (394102)	2026	1	0	10	0,2						



№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Лыцево	Физ. лицо	26.12.2023	ИА-23-302-18252 (394120)	2026	1	0	10	0,2						
				ПС 110 кВ Румянцево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	10,79	0	0,4	1,08						
2	ПС 35 кВ Петровская	2023 / зима	2,61	ПС 35 кВ Петровская		-		-	-	-	-	-	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61
3	ПС 35 кВ Лыцево	2023 / зима	5,46	ПС 35 кВ Лыцево	Дачное Товарищество собственников недвижимости «Лесная бухта»	21.07.2022	ИА-22-303-11415 (312873)	2025	0,72	0	10	0,144	5,79	6,54	6,54	6,54	6,54	6,54
				ПС 35 кВ Лыцево	ООО «Никитский берег»	18.05.2023	ИА-23-303-15107 (980609)	2025	0,8	0	10	0,16						
				ПС 35 кВ Лыцево	Потребительский Кооператив по развитию экономических и социальных программ для пайщиков «НОВАЯ ЖИЗНЬ»	20.10.2023	ИА-23-302-16375 (184518)	2026	1,5	0	10	0,3						
				ПС 35 кВ Лыцево	Физ. лицо	26.12.2023	ИА-23-302-18254 (394102)	2026	1	0	10	0,2						
				ПС 35 кВ Лыцево	Физ. лицо	26.12.2023	ИА-23-302-18252 (394120)	2026	1	0	10	0,2						
4	ПС 35 кВ Нудоль	2023 / зима	4,36	ПС 35 кВ Нудоль		-		-	-	-	-	-	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36

За период 2019–2023 годы в дни КЗ максимальная нагрузка рассматриваемого района зафиксирована в зимний замер 20.12.2023 при ТНВ +3,1 °С и составила 19,02 МВт. При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона выявлено превышения ДДТН ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I (II) цепь при АО в нормальной схеме ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская II (I) цепь токовая нагрузка составила 207 А при ТНВ +3,1 °С (ДДТН/АДТН – 184 А, ограничивающим элементом являются устройства релейной защиты). Для предотвращения превышения ДДТН, при котором возможно срабатывание устройств РЗА по ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I (II) цепь рекомендуется выполнить реконструкцию устройств РЗА и (или) перерасчет уставок защит на ПС 110 кВ Румянцево по ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I (II) цепь.

При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ с учетом перспективной нагрузки выявлено превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I (II) цепь и ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II (I) цепь при АО в нормальной схеме ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская II (I) цепь и составляет 226 А (ДДТН/АДТН – 184 А, ограничивающим элементом являются устройства релейной защиты). Для предотвращения превышения ДДТН, при котором возможно срабатывание устройств РЗА рекомендуется выполнить реконструкцию устройств РЗА и (или) перерасчет уставок защит на ПС 110 кВ Румянцево по ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I, II цепь.

С учетом вышеописанного для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО, в рассматриваемом районе, рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–110 кВ.

Вариант № 1:

1) реконструкция ПС 35 кВ Петровская с переводом на 110 кВ с установкой трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×16 МВА взамен существующих 35/10 кВ мощностью 2×4 МВА;

2) сооружаемое РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»;

3) сооружение заходов ВЛ 110 кВ Румянцево – Ядрошино на ПС 110 кВ Петровская ориентировочной протяженностью 2×6,271 км с образованием ВЛ 110 кВ Петровская – Румянцево и ВЛ 110 кВ Петровская – Ядрошино.

Вариант № 2 (альтернативный вариант):

1) на ПС 110 кВ Румянцево необходимо выполнить реконструкцию устройств РЗА и перерасчет уставок защит ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I, II цепь.

Вариант № 1.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ размещения ПС 110/35/10 кВ Петровская представлена на рисунке 7.

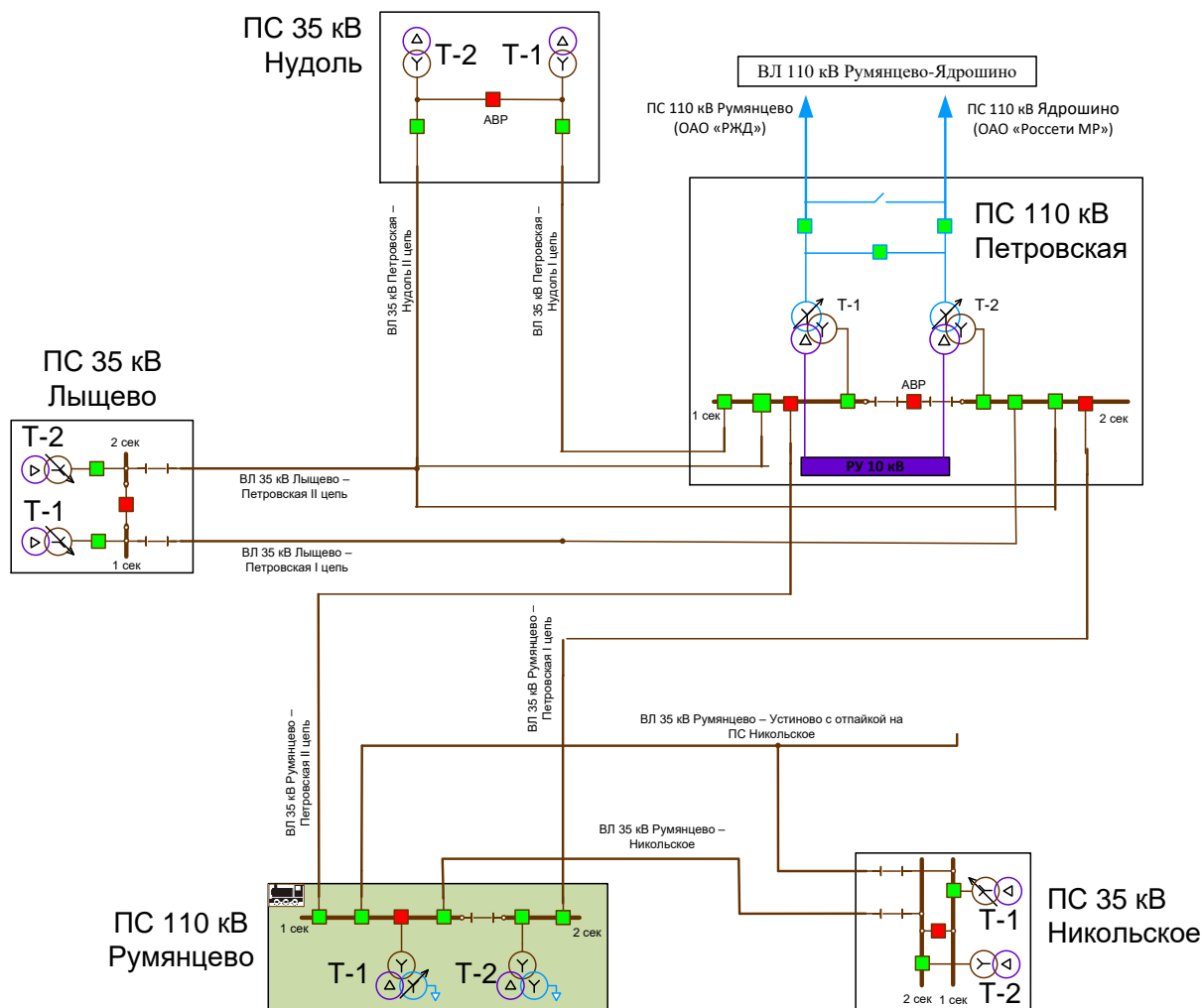


Рисунок 7 – Схема электрических сетей энергорайона размещения ПС 110/35/10 кВ Петровская

При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона с учетом перевода ПС 35 кВ Петровская на напряжение 110 кВ были выявлены превышения ДДТН электросетевого оборудования: превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская I(II) цепь при АО в нормальной схеме ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II(I) цепь, токовая нагрузка составляет 138 А (ДДТН/АДТН – 95 А, ограничивающим элементом являются устройства релейной защиты). Для предотвращения превышения ДДТН, при котором возможно срабатывание устройств РЗА по ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская I, II цепь рекомендуется выполнить реконструкцию устройств РЗА и перерасчет уставок защит на ПС 35 кВ Петровская по ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская I, II цепь.

В таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом реконструкции ПС 35 кВ Петровская с переводом на напряжение 110 кВ.

Таблица 16 – Расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом реконструкции ПС 35 кВ Петровская с переводом на напряжение 110 кВ

№ п/п	Наименование ЦП 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет, МВА	Прирост нагрузки по договорам договоров на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспределенная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Румянцево	22,2	10,7	-13,51	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39
2	ПС 35 кВ Петровская	2,61	–	–	–	–	–	–	–	–
3	ПС 35 кВ Лыщево	5,46	1,08	–	6,54	6,54	6,54	6,54	6,54	6,54
4	ПС 35 кВ Нудоль	4,36	–	–	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
5	ПС 110 кВ Петровская	2,61	–	+10,9	13,51	13,51	13,51	13,51	13,51	13,51

### ПС 110 кВ Петровская.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Петровская согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,61 + 0 + 10,9 - 0 = 13,51 \text{ МВА.}$$

Для обеспечения питания переводимой нагрузки рекомендуется установить трансформаторы Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью не менее 13,51 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку силовых трансформаторов 2×16 МВА.

### Вариант № 2. Реконструкция существующей сети 35–110 кВ.

При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона с учетом реализации мероприятий по альтернативному варианту превышения ДДТН электросетевого оборудования выявлено не было. Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях в нормальной схеме по альтернативному варианту

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{\text{расч}}$ , кВ	$I_{\text{расч}} / I_{\text{ддтн}}$ , %	$I_{\text{расч}} / I_{\text{адтн}}$ , %	$I_{\text{расч}}$ , А	$I_{\text{ддтн}}$ , А	$I_{\text{адтн}}$ , А
ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I (II) цепь	ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская II (I) цепь	–	75	75	226	300	300
У ПС 35 кВ Лыщево		33,04	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II (I) цепь	ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская I (II) цепь	–	54	54	108	200	200
У ПС 35 кВ Лыщево		34,7	–	–	–	–	–

В 5.1 приведено технико-экономическое сравнение вариантов развития сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона.

В соответствии с ТЭО, мероприятие по переводу ПС 35 кВ Петровская на напряжение 110 кВ, предложенное ПАО «Россети Московский регион», экономически менее целесообразно. Для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется:

– на ПС 110 кВ Румянцево необходимо выполнить реконструкцию устройств РЗА и (или) перерасчет уставок защит ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I, II цепь.

### 2.2.2.3 Реконструкция ПС 35 кВ Голубино с переводом на напряжение 110 кВ.

Согласно данным филиала ПАО «Россети Московский регион» для исключения перегрузок в сети 35 кВ, 110 кВ в районе размещения ПС 35 кВ Голубино предлагается выполнить:

– реконструкцию ПС 35 кВ Голубино с переводом на 110 кВ с установкой трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 2×25 МВА взамен существующих 35/6 кВ мощностью 2×3,2 МВА;

– сооружаемое РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий);

– сооружение заходов одной из ЛЭП: ВЛ 110 кВ Шерна – Черноголовка, ВЛ 110 кВ Черноголовка – Дальняя I или II цепь на ПС 110 кВ Голубино ориентировочной протяженностью 2×9 км.

Также планируются следующие мероприятия в сети 35, 6 (10) кВ:

– установка СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Голубино;

– установка АВРЛ МВ ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово на ПС 110 кВ Фрязино;

– установка АВРЛ МВ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово на ПС 110 кВ Софрино.

Карта-схема и нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района представлена на рисунках 8, 9.

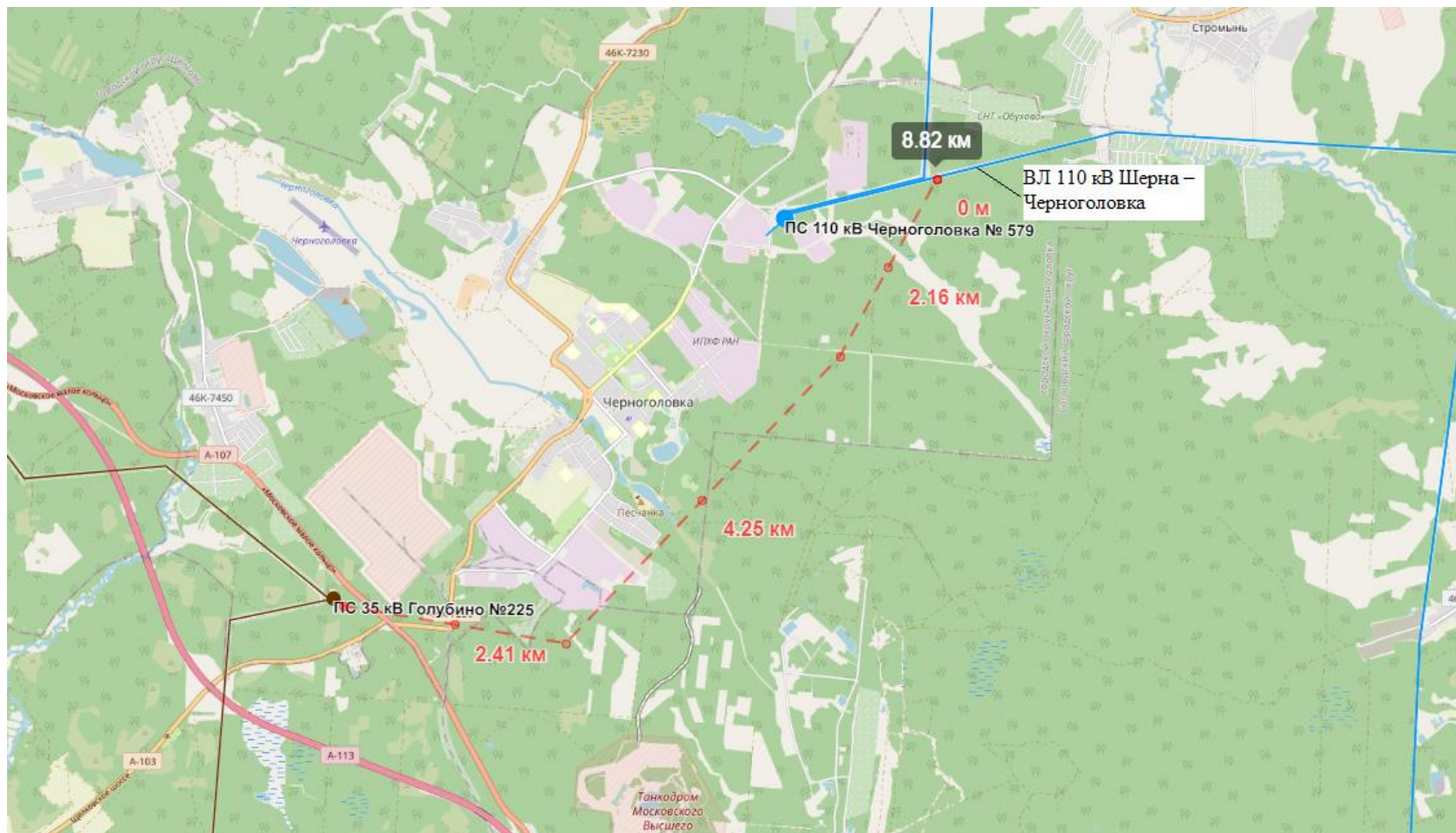


Рисунок 8 – Карта-схема электроснабжения ПС 35 кВ Голубино

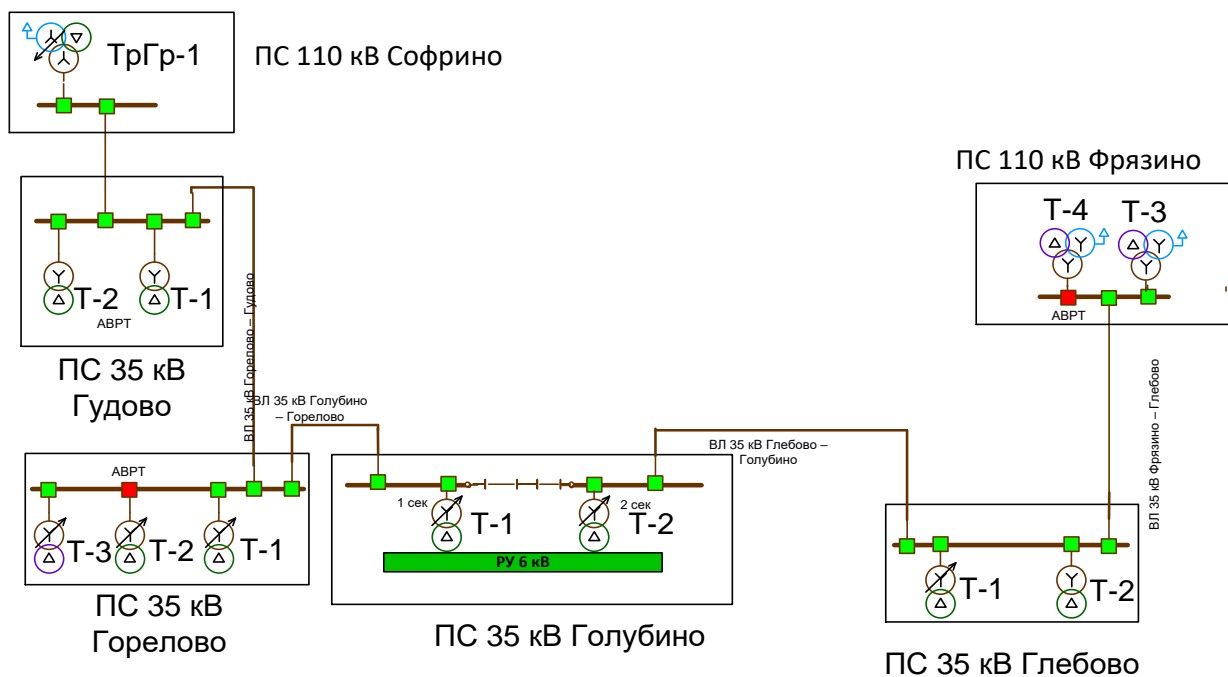


Рисунок 9 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ энергорайона размещения ПС 35 кВ Голубино

ПС 35 кВ Гудово, ПС 35 кВ Горелово, ПС 35 кВ Голубино, ПС 35 кВ Глебово имеют два источника питания ПС 110 кВ Софрино, ПС 110 кВ Фрязино.

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

В таблице 18 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 19 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

По существующим подстанциям 35–110 кВ размещения ПС 35 кВ Голубино заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 28,16 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 20.



Таблица 18 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35, 110 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Фрязино	110/10/10	T-1	115/11/11	40	23,43	0	0	29,85	31,75	0	0	0	0	0	0
			T-2	115/11/11	40	29,46	0	0	33,05	31,12	0	19,52	0	0	0	
		110/35/10	T-3	115/35/11	40	0	32,35	38,16	10,03	9,97	25,39	3,69	27,9	27,28	26,03	
			T-4	115/35/11	40	7,2	37,11	34,2	0	0	30,13	31,96	29,79	28,38	31,98	
2	ПС 110 кВ Софрино	110/35/6	T-1	110/35/6,3	31,5	18,12	22,81	22,67	23,69	23,28	12,69	11,68	13,49	11,49	17,50	0
3	ПС 35 кВ Гудово	35/6	T-1	38,5/6,3	3,2	0,77	0,91	0,85	0,99	1,1	0,41	0,36	0,49	0,43	0,37	0
			T-2	38,5/6,3	3,2	0,15	0,25	0,22	0,28	0,24	0,18	0,17	0,17	0,2	0,15	
4	ПС 35 кВ Горелово	35/6	T-1	38,5/6,3	1	0,5	0,58	0,58	0,60	0,55	0,21	0	0	0,22	0	0
			T-2	38,5/6,3	1	0	0	0	0	5,28	0	0,27	0,28	0	0,41	
		35/10	T-3	38,5/11	6,3	3,78	4,45	4,87	5,03	2,93	2,41	2,36	2,3	2,94	2,57	
5	ПС 35 кВ Голубино	35/6	T-1	38,5/6,3	3,2	2,45	2,88	3,11	2,56	2,41	1,47	1,57	1,68	1,56	1,52	0
			T-2	38,5/6,3	3,2	0,19	0,23	0,169	0,19	0,21	0,13	0,1	0,06	0,09	0,08	
6	ПС 35 кВ Глебово	35/6	T-1	38,5/6,3	5,6	2,13	2,21	2,7	2,94	2,51	1,02	1,045	0,98	1,41	1	0
			T-2	38,5/6,3	5,6	2,08	3,23	3,64	4,03	3,15	0,88	1,18	1,42	1,25	1,49	

Таблица 19 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Фрязино	T-1	ТРДН-40000/110/10/10	1971	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-40000/110/10/10	1991	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-40000/110/35/10	1975	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-4	ТДТН-40000/110/35/10	2014	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Софрино	T-1	3×ОДТГ-15000/110/35/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 35 кВ Гудово	T-1	ТМ-3200/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМ-3200/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
4	ПС 35 кВ Горелово	T-1	ТМН-1000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-1000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-3	ТМН-6300/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
5	ПС 35 кВ Голубино	T-1	ТМН-3200/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-3200/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
6	ПС 35 кВ Глебово	T-1	ТМН-5600/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-5600/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 20 – Перспективная нагрузка ПС 35–110 кВ с учетом договоров на ТП подстанций 35, 110 кВ рассматриваемого района

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Фрязино	2022 / зима	72,93	ПС 110 кВ Фрязино	АО «НПП «Исток» им. Шокина»	24.04.2024	ИА-24-303-19464(185162)	2025	4,9	13,482	10	2,45	77,23	77,23	77,23	77,23	77,23	77,23
				ТУ для ТП менее 670 кВт									2024	15,46	0	0,4	1,55	
2	ПС 110 кВ Софрино	2022 / зима	23,69	ПС 110 кВ Софрино				2024	8,05	0	0,4	0,81	24,54	24,54	24,54	24,54	24,54	24,54
3	ПС 35 кВ Гудово	2023 / зима	1,34	ПС 35 кВ Гудово				–	–	–	–	–	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
4	ПС 35 кВ Горелово	2023 / зима	8,76	ПС 35 кВ Горелово				–	–	–	–	–	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76
5	ПС 35 кВ Голубино	2021 / зима	3,28	ПС 35 кВ Голубино				–	–	–	–	–	3,28	3,28	3,28	3,28	3,28	3,28
6	ПС 35 кВ Глебово	2022 / зима	6,97	ПС 35 кВ Глебово				–	–	–	–	–	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97

При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона были выявлены превышения АДТН электросетевого оборудования, снижение напряжения ниже допустимых значений на шинах 35 кВ подстанций. За период 2019–2023 годы в дни КЗ максимальная нагрузка по ПС рассматриваемого района зафиксирована в зимний замер 20.12.2023 при ТНВ +3,1 °С. Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях в нормальной схеме по данным зимнего контрольного замера от 20.12.2023

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{\text{расч}}$ , кВ	$I_{\text{расч}}/ I_{\text{ддтн}}$ , %	$I_{\text{расч}}/ I_{\text{адтн}}$ , %	$I_{\text{расч}}$ , А	$I_{\text{ддтн}}$ , А	$I_{\text{адтн}}$ , А
ВЛ 110 кВ Софрино – Фрязино	ВЛ 110 кВ Трубино – Фрязино I, II цепь (совместный подвес)	–	104	94	566	544	600
ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово	–	217	217	434	200	200
ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово		–	281	281	410	146	146
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово		–	148	148	222	150	150
ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино		–	104	104	156	150	150
У ПС 35 кВ Гудово		27,70	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Горелово		22,00	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Голубино		18,27	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Глебово		16,71	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово		ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	–	92	92	370	400
ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино	–		179	179	269	150	150
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово	–		147	147	220	150	150
У ПС 35 кВ Гудово	21,34		–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Горелово	21,72		–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Голубино	25,65		–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Глебово	28,54		–	–	–	–	–

#### ВЛ 110 кВ Софрино – Фрязино.

В схеме сети после нормативного возмущения (свыше 20 мин) необходимо включить ВЛ 110 кВ Трубино – Фрязино I (II) цепь, что позволяет снизить токовую нагрузку ВЛ 110 кВ Софрино – Фрязино до величины 263 А (48 % от ДДТН, 44 % от АДТН).

При фактических нагрузках, зафиксированных в зимний замер 20.12.2023, выявлен выход параметров режима за область допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме в сети 35 кВ. Схемно-режимных мероприятия для ввода режима в область допустимых значений отсутствуют, в связи с чем потребуются разработка и выбор технических решений по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики в рассматриваемом районе.

Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях с перспективной нагрузкой рассматриваемых центров питания представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях в нормальной схеме с перспективной нагрузкой рассматриваемых центров питания до 2030 года

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{расч}$ , кВ	$I_{расч}/$ $I_{ддтн}$ , %	$I_{расч}/$ $I_{адтн}$ , %	$I_{расч}$ , А	$I_{ддтн}$ , А	$I_{адтн}$ , А
ВЛ 110 кВ Софрино – Фрязино	ВЛ 110 кВ Трубино – Фрязино I, II цепь (совместный подвес)	–	106	96	573	544	600
ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово	–	218	218	435	200	200
ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово		–	282	282	411	146	146
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово		–	149	149	223	150	150
ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино		–	105	105	156	150	150
У ПС 35 кВ Гудово		27,67	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Горелово		21,94	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Голубино		18,22	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Глебово		16,65	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово	ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	–	92	92	370	400	400
ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино		–	179	179	269	150	150
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово		–	147	147	220	150	150
У ПС 35 кВ Гудово		21,33	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Горелово		21,71	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Голубино		25,64	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Глебово		28,53	–	–	–	–	–

#### ВЛ 110 кВ Софрино – Фрязино.

В схеме сети после нормативного возмущения (свыше 20 мин) необходимо включить ВЛ 110 кВ Трубино – Фрязино I (II) цепь, что позволяет снизить токовую нагрузку ВЛ 110 кВ Софрино – Фрязино до величины 265 А (49 % от ДДТН, 44 % от АДТН).

При вводе перспективной нагрузки согласно действующим договорам на технологическое присоединение, выход параметров режима за область допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме в сети 35 кВ сохраняется. Схемно-режимные мероприятия для ввода режима в область допустимых значений отсутствуют, в связи с чем потребуется разработка и выбор технических решений по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики в рассматриваемом районе.

С учетом вышеописанного, для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО, в рассматриваемом районе, рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–110 кВ.

#### Вариант № 1:

- 1) реконструкция ПС 35 кВ Голубино с переводом на 110 кВ:

а) с установкой трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 2×25 МВА взамен существующих 35/6 кВ мощностью 2×3,2 МВА;

б) РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий);

в) установка СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Голубино;

г) установка АВРЛ МВ ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово на ПС 110 кВ Фрязино;

д) установка АВРЛ МВ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово на ПС 110 кВ Софрино;

2) сооружение заходов ВЛ 110 кВ Шерна – Черноголовка на ПС 110 кВ Голубино ориентировочной протяженностью 2×9 км.

#### Вариант № 2 (альтернативный вариант):

1) в качестве схемно-режимного мероприятия в нормальной схеме необходимо перевести РПН ПС 110 кВ Софрино и ПС 110 кВ Фрязино в 14 положение;

2) установка БСК на ПС 35 кВ Голубино мощностью 6 Мвар;

3) установка БСК на ПС 35 кВ Горелово мощностью 4,2 Мвар;

4) реконструкция ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово протяженностью 12,18 км с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 316 А при ТНВ +3,1 °С, замена участка провода с АС-50, АС-70 на АС-95;

5) реконструкция ПС 110 кВ Софрино с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 316 А при ТНВ +3,1 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с учетом замены ТТ;

6) реконструкция ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово протяженностью 13,25 км с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 296 А при ТНВ +3,1 °С, замена участка провода с АС-50 на АС-70;

7) реконструкция ПС 35 кВ Гудово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 316 А при ТНВ +3,1 °С, с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 296 А при ТНВ +3,1 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с учетом замены ТТ;

8) реконструкция ПС 35 кВ Горелово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 296 А при ТНВ +3,1 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 167 А при ТНВ +3,1 °С;

9) реконструкция ПС 35 кВ Голубино с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 167 А при ТНВ +3,1 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 232 А при ТНВ +3,1 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с учетом замены ТТ;

10) реконструкция ПС 35 кВ Глебово с заменой с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 232 А при ТНВ +3,1 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с учетом замены ТТ.

#### Вариант № 1.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ размещения ПС 110/35/6 кВ Голубино представлена на рисунке 10.

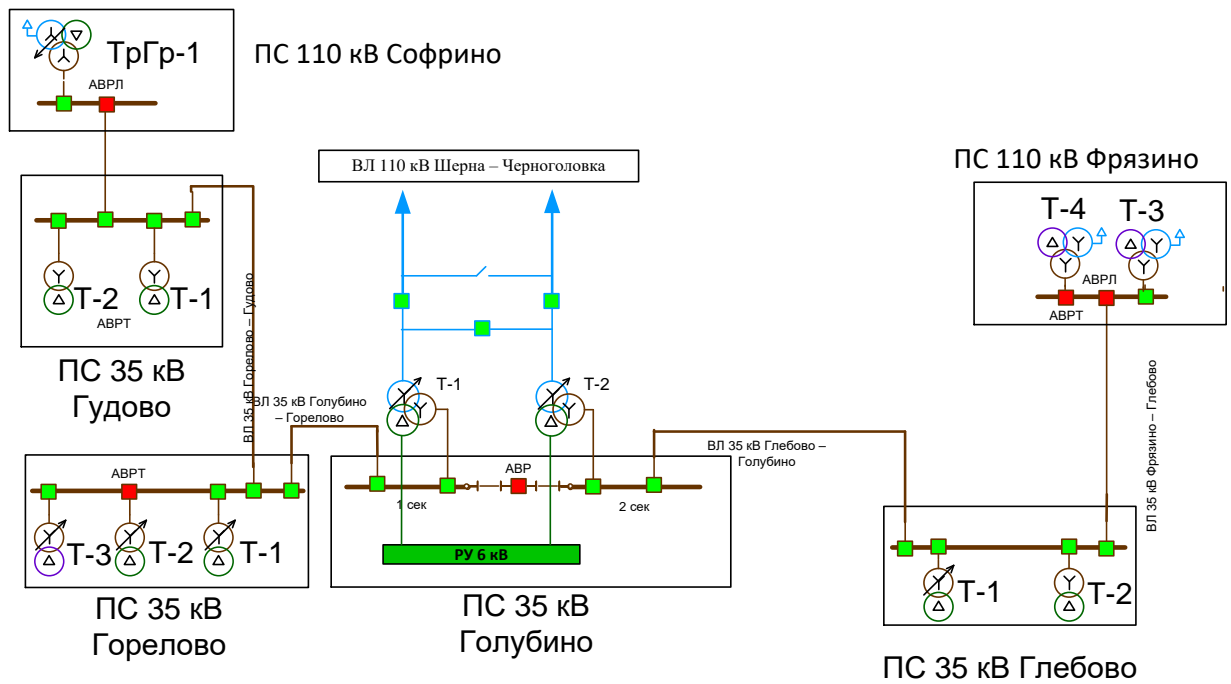


Рисунок 10 – Схема электрических сетей энергорайона размещения ПС 110/35/6 кВ Голубино

В таблице 23 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом реконструкции ПС 35 кВ Голубино с переводом на напряжение 110 кВ.

Таблица 23 – Расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом реконструкции ПС 35 кВ Голубино с переводом на напряжение 110 кВ

№ п/п	Наименование ЦП 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет, МВА	Прирост нагрузки по договорам договоров на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспределенная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Фрязино	72,93	4,3	-10,25	66,98	66,98	66,98	66,98	66,98	66,98
2	ПС 110 кВ Софрино	23,69	0,81	-10,1	14,44	14,44	14,44	14,44	14,44	14,44
3	ПС 35 кВ Гудово	1,34	–	–	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35
4	ПС 35 кВ Горелово	8,76	–	–	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76
5	ПС 35 кВ Глебово	6,97	–	–	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97
6	ПС 35 кВ Голубино	3,28	–	–	–	–	–	–	–	–
7	ПС 110 кВ Голубино	3,28	–	+17,07	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35	20,35

В нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона с учетом перевода ПС 35 кВ Голубино на напряжение 110 кВ выявлено превышения ДДТН/АДТН ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово, токовая нагрузка составит 170 А (133 % от  $I_{ддтн/адтн}$ ) ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово.

Рекомендуется выполнить замену ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово на ПС 35 кВ Голубино, ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово на ПС 35 кВ Горелово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 170 А при ТНВ +3,1 °С; также необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с учетом замены ТТ.

При аварийном отключении ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово значение напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Горелово выходит за область допустимых значений и составляет 29,9 кВ. Для недопущения снижений напряжения ниже допустимого необходимо в нормальной схеме перевести РПН ПС 110 кВ Софрино в 14 положение.

#### ПС 110 кВ Голубино.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Голубино согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 3,28 + 0 + 17,07 - 0 = 20,35 \text{ МВА.}$$

Для обеспечения питания переводимой нагрузки от ПС 110 кВ Софрино, ПС 110 кВ Фрязино рекомендуется установить трансформаторы Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью не менее 20,35 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку силовых трансформаторов 2×25 МВА.

#### Вариант № 2. Реконструкция существующей сети 35–110 кВ.

При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона с учетом реализации мероприятий по альтернативному варианту превышения ДДТН электросетевого оборудования выявлены не были. Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях в нормальной схеме по альтернативному варианту

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{расч}$ , кВ	$I_{расч} / I_{ддтн}$ , %	$I_{расч} / I_{адтн}$ , %	$I_{расч}$ , А	$I_{ддтн}$ , А	$I_{адтн}$ , А
ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово	–	79	79	316	400	400
ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово		–	74	74	296	322	386
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово		–	84	84	167	200	200
У ПС 35 кВ Гудово		35,69	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Горелово		33,72	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Голубино		32,50	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Глебово		31,53	–	–	–	–	–

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{расч}$ , кВ	$I_{расч} / I_{дтн}$ , %	$I_{расч} / I_{адтн}$ , %	$I_{расч}$ , А	$I_{дтн}$ , А	$I_{адтн}$ , А
ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово	ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	–	79	79	313	400	400
ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино		–	91	77	232	255	300
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово		–	79	79	158	200	200
У ПС 35 кВ Гудово		31,50	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Горелово		31,76	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Голубино		34,02	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Глебово		35,15	–	–	–	–	–

В 5.2 приведено технико-экономическое сравнение вариантов развития сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона.

В соответствии с ТЭО, мероприятие по переводу ПС 35 кВ Голубино на напряжение 110 кВ, предложенное ПАО «Россети Московский регион», экономически менее целесообразно. Для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется:

1) в качестве схемно-режимного мероприятия в нормальной схеме необходимо перевести РПН ПС 110 кВ Софрино и ПС 110 кВ Фрязино в 14 положение;

2) установка БСК на ПС 35 кВ Голубино мощностью 6 Мвар;

3) установка БСК на ПС 35 кВ Горелово мощностью 4,2 Мвар;

4) реконструкция ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово протяженностью 12,18 км с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 316 А при ТНВ +3,1 °С, замена участка провода с АС-50, АС-70 на АС-95;

5) реконструкция ПС 110 кВ Софрино с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 316 А при ТНВ +3,1 °С; перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с учетом замены ТТ;

6) реконструкция ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово протяженностью 13,25 км с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 296 А при ТНВ +3,1 °С, замена участка провода с АС-50 на АС-70;

7) реконструкция ПС 35 кВ Гудово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 316 А при ТНВ +3,1 °С, с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 296 А при ТНВ +3,1 °С; перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с учетом замены ТТ;

8) реконструкция ПС 35 кВ Горелово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 296 А при ТНВ +3,1 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 167 А при ТНВ +3,1 °С;

9) реконструкция ПС 35 кВ Голубино с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 167 А при ТНВ +3,1 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 232 А при ТНВ +3,1 °С; перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с учетом замены ТТ;

10) реконструкция ПС 35 кВ Глебово с заменой с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 232 А



при ТНВ +3,1 °С; перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с учетом замены ТТ.

#### 2.2.2.4 Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на напряжение 110 кВ.

Согласно данным филиала ПАО «Россети Московский регион» для исключения перегрузок в сети 35 кВ, 110 кВ в районе размещения ПС 35 кВ Вахромеево предлагается выполнить:

- реконструкцию ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на 110 кВ с установкой трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×25 МВА или 2×40 МВА взамен существующих 35/6 кВ мощностью 2×6,3 МВА и 4 МВА;

- сооружаемое РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий);

- сооружение заходов ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Вахромеево ориентировочной протяженностью 2×0,6 км.

Также планируются следующие мероприятия в сети 6–35 кВ:

- установка СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Вахромеево;

- строительство нового здания ОПУ, совмещенного с ЗРУ-10 кВ модульного типа;

- установка блок трансформаторов 10/6 кВ № 1, № 2 для 1 сек 6 кВ и 2 сек 6 кВ;

- замена существующего РУ 6 кВ, с установкой двухсекционного КРУ 6 кВ;

- демонтаж старого КРУН 6 кВ и ЗРУ 6 кВ.

Карта-схема и нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района представлена на рисунках 11, 12.

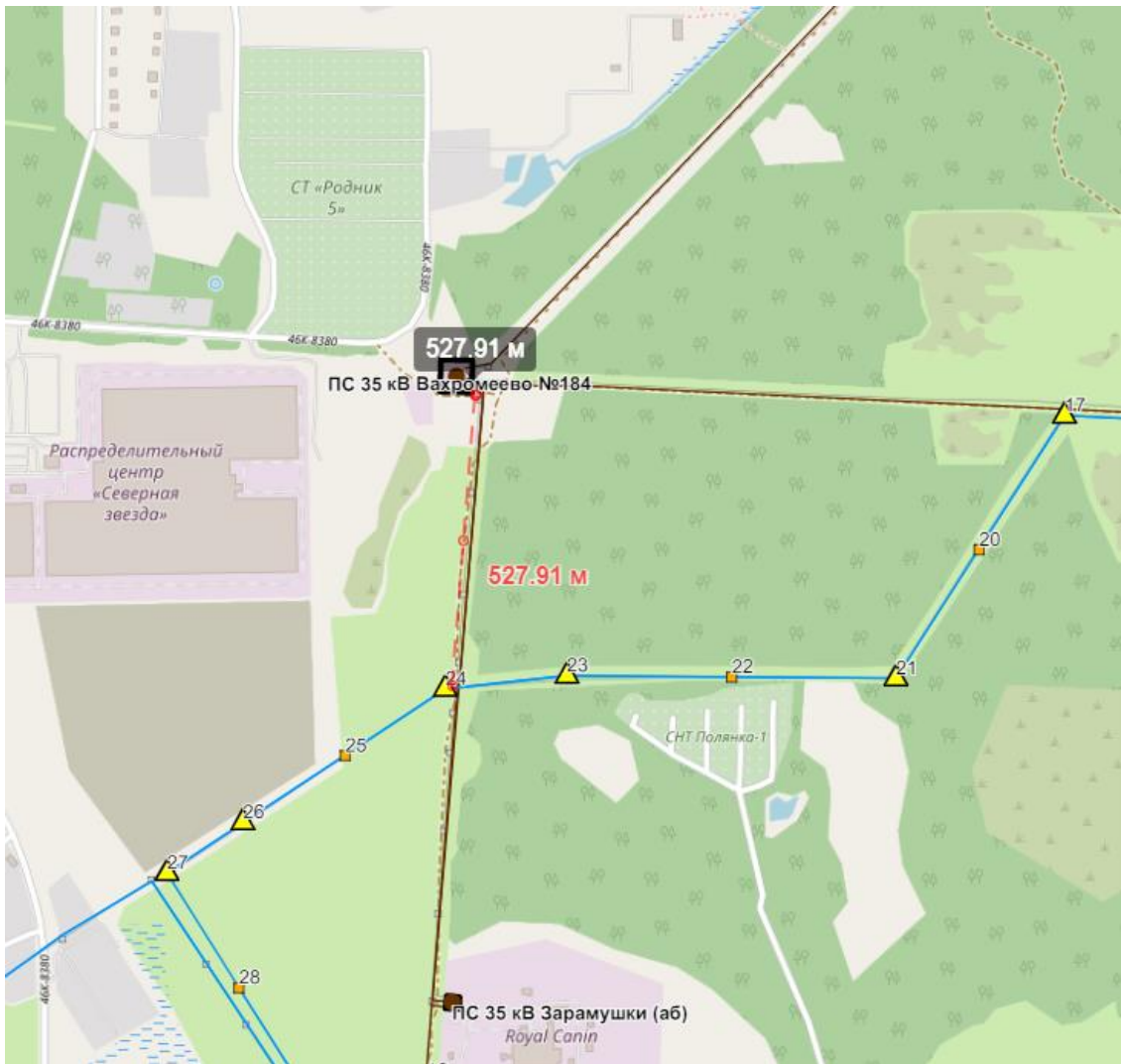


Рисунок 11 – Карта-схема электроснабжения ПС 35 кВ Вахромеево

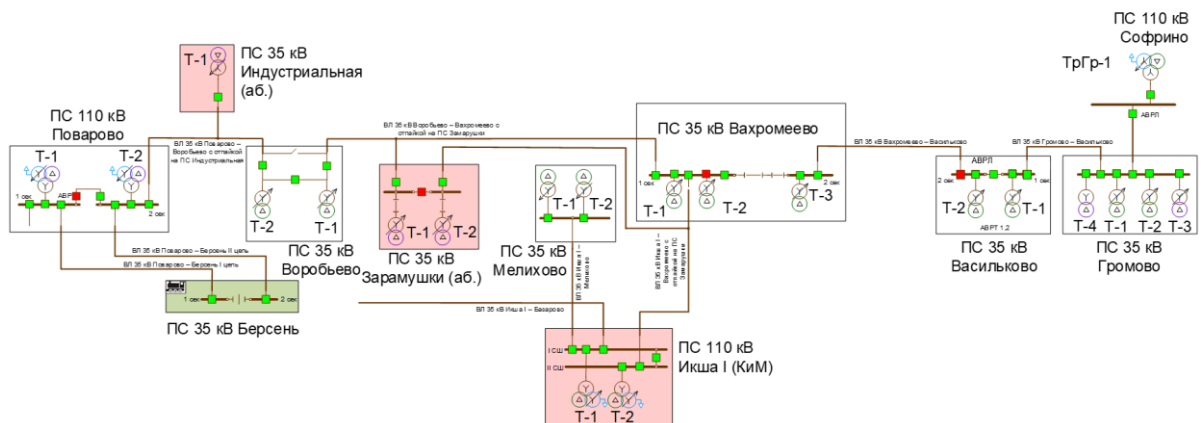


Рисунок 12 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ энергорайона размещения ПС 35 кВ Вахромеево

ПС 35 кВ Индустриальная, ПС 35 кВ Воробьево, ПС 35 кВ Зарамушки, ПС 35 кВ Вахромеево, ПС 35 кВ Васильково имеют два источника питания ПС 110 кВ Поварово, ПС 110 кВ Икша I.

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

В таблице 25 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 26 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

По существующим подстанциям 35–110 кВ размещения ПС 35 кВ Вахромеево заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 52,69 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 27.

Таблица 25 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35, 110 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Икша I	110/35/6	T-1	110/35/6,6	25	14,63	18,73	18,72	20,56	17,52	9,3	10,41	11,47	11,94	16,98	0
		110/35/6	T-2	110/35/6,6	25	14,87	19,09	18,7	20,87	17,87	9,44	10,54	11,62	12,18	17,3	
2	ПС 110 кВ Поварово	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	25,12	24,20	26,76	20,15	22,89	0,00	17,00	18,13	20,83	19,28	0
			T-2	115/38,5/11	40	11,52	13,76	15,96	17,07	12,8	21,99	10,52	11,10	6,66	11,09	
		110/10/10	T-3	115/10,5/11	40	11,22	15,01	17,23	18,28	14,31	0,07	8,78	9,74	12,64	9,48	
			T-4	115/10,5/11	40	11,57	17,50	18,55	25,00	24,36	0,07	8,64	12,15	10,69	14,73	
3	ПС 110 кВ Софрино	110/35/6	T-1	110/35/6,6	31,5	18,12	22,81	22,67	23,69	23,28	12,69	11,68	13,49	11,49	17,50	0
4	ПС 35 кВ Вахромеево	35/6	T-1	38,5/6,3	4	н/д	н/д	н/д	0	0	н/д	н/д	н/д	0	0	0
		35/6	T-2	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	н/д	4,05	3,74	н/д	н/д	н/д	1,88	2,74	
		35/6	T-3	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	н/д	3,3	3,19	н/д	н/д	н/д	1,99	2,03	
5	ПС 35 кВ Васильково	35/6	T-1	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	н/д	2	2,08	н/д	н/д	н/д	0,59	1,49	0
		35/6	T-2	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	н/д	2,4	2,16	н/д	н/д	н/д	0,93	0,83	
6	ПС 35 кВ Зарамушки	35/10	T-1	38,5/11	2,5	н/д	н/д	н/д	0,86	0,55	н/д	н/д	н/д	0,82	0,33	0
		35/10	T-2	38,5/11	2,5	н/д	н/д	н/д	0,51	0,76	н/д	н/д	н/д	0,4	1,09	
7	ПС 35 кВ Воробьево	35/6	T-1	38,5/6,3	2,5	н/д	н/д	н/д	0,289	0,23	н/д	н/д	н/д	0,11	0,31	0
		35/6	T-2	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	н/д	2,67	2,76	н/д	н/д	н/д	0,74	1,17	
8	ПС 35 кВ Индустриальная	35/10	T-1	38,5/11	16	н/д	н/д	н/д	4,43	4,46	н/д	н/д	н/д	3,05	4,61	0
9	ПС 35 кВ Громово	35/6	T-1	38,5/6,3	1	н/д	н/д	н/д	0	0	н/д	н/д	н/д	0	0	0
		35/6	T-2	38,5/6,3	1	н/д	н/д	н/д	0,23	0,13	н/д	н/д	н/д	0,06	0,25	
		35/10	T-3	38,5/11	2,5	н/д	н/д	н/д	0,45	0,62	н/д	н/д	н/д	0,16	0,51	
		35/10	T-4	38,5/11	1	н/д	н/д	н/д	0,17	0,15	н/д	н/д	н/д	0,07	0,09	

Таблица 26 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Икша I	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	н/д	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-25000/110/35/6	н/д	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Поварово	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	2015	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/10	2015	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТРДН-40000/110/10/10	2019	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТРДН-40000/110/10/10	2019	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Софрино	T-1	ОДТГ-315000/110	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 35 кВ Вахромеево	T-1	ТМН-4000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-3	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
5	ПС 35 кВ Васильково	T-1	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
6	ПС 35 кВ Зарамушки	T-1	ТМН-2500/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-2500/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
7	ПС 35 кВ Воробьево	T-1	ТОНz-2500/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
8	ПС 35 кВ Индустриальная	T-1	ТДНС 16000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
9	ПС 35 кВ Громово	T-1	ТМН-1000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-1000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-3	ТМН-2500/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-4	ТМ-1000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 27 – Перспективная нагрузка ПС 35–110 кВ с учетом договоров на ТП энергорайона размещения ПС 35 кВ Вахромеево

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Икша I	2022 / зима	41,43	ПС 110 кВ Икша I	ООО «Рускан»	28.06.2019	ИА-19-302-130(190829)	2025	1,3	0	6	0,52	41,99	41,99	41,99	41,99	41,99	41,99
2	ПС 110 кВ Поварово	2022 / зима	80,5	ПС 110 кВ Поварово	ООО «Специализированный застройщик «Мособл-Девелопмент»	21.12.2022	52348-12-22/МОСК	2025	2,928	0	10	2,05	91,74	95,48	96,78	96,78	96,78	96,78
				ПС 35 кВ Воронино	Администрация городского округа Солнечногорск Московской области	01.02.2023	17/3ТП/ЦНТ-2023	2024	0,43	0	35	0,04						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «Росинка»	01.09.2021	ИА-21-302-6141(375385)	2024	3	0	10	1,2						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «ПФО Оренбург»	24.08.2022	ИА-22-302-10365(107881)	2025	2,9	0	10	1,16						
				ПС 110 кВ Поварово	АО «Корпорация развития Московской области»	25.12.2023	ЦОЭ(ТП)-23-005(011)	2026	2	0	10	1						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «ВАЙЛД-БЕРРИЗ»	17.04.2024	ИА-24-302-19787(143667)	2027	3	0	10	1,2						
				ПС 35 кВ Берсень	ОАО «РЖД»	26.05.2023	ИА-23-307-13927(620868)	2026	4,95	0	35	2,48						
				ПС 110 кВ Поварово	ОАО «Авексима»	03.05.2018	ИА-18-302-36(133236)	2024	6	0	10	4,2						
				ПС 110 кВ Поварово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	18,13	2024	0,4	1,81						
3	ПС 110 кВ Софрино	2022 / зима	23,69	ПС 110 кВ Софрино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	8,05	0	0,4	0,81	24,54	24,54	24,54	24,54	24,54	24,54
4	ПС 35 кВ Вахромеево	2022 / зима	7,35	ПС 35 кВ Вахромеево		–		–	–	–	–	–	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35
5	ПС 35 кВ Васильково	2022 / зима	4,4	ПС 35 кВ Васильково		–		–	–	–	–	–	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
6	ПС 35 кВ Зарамушки	2023 / лето	1,42	ПС 35 кВ Зарамушки		–		–	–	–	–	–	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
7	ПС 35 кВ Воробьево	2023 / зима	2,99	ПС 35 кВ Воробьево		–		–	–	–	–	–	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99
8	ПС 35 кВ Индустриальная	2023 / лето	4,61	ПС 35 кВ Индустриальная		–		–	–	–	–	–	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61
9	ПС 35 кВ Громово	2023 / зима	0,9	ПС 35 кВ Громово		–		–	–	–	–	–	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона были выявлены превышения АДТН электросетевого оборудования, снижение напряжения ниже допустимых значений на шинах 35 кВ подстанций. За период 2019–2024 годы в дни КЗ максимальная нагрузка по ПС рассматриваемого района зафиксирована в день зимнего контрольного замера 21.12.2022 при ТНВ -5,9 °С. Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях в нормальной схеме по данным зимнего контрольного замера от 21.12.2022

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{расч}$ , кВ	$I_{расч} / I_{ддтн}$ , %	$I_{расч} / I_{адтн}$ , %	$I_{расч}$ , А	$I_{ддтн}$ , А	$I_{адтн}$ , А
ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная	ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	–	208	208	312	150	150
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	118	118	177	150	150
У ПС 35 кВ Вахромеево		28,48	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Зарамушки		28,63	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	2 сек 35 кВ ПС 110 кВ Поварово	–	144	144	287	200	200
У ПС 35 кВ Индустриальная		31,20	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	–	133	133	266	200	200
ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	1 сек 35 кВ ПС 35 кВ Вахромеево	–	116	116	231	200	200
ВЛ 35 кВ Громово – Васильково		–	108	108	216	200	200

При фактических нагрузках, зафиксированных в зимний контрольный замер 21.12.2022 выявлен выход параметров режима за область допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме. Схемно-режимные мероприятия для ввода режима в область допустимых значений отсутствуют. В связи с чем потребуются разработка и выбор технических решений по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики в рассматриваемом районе.

При подключении новых потребителей в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона выявлено превышения ДДТН/АДТН ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки, токовая нагрузка составит 209 А (105 % от  $I_{ддтн/адтн}$ ) ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки.

Рекомендуется выполнить замену ТТ ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки на ПС 110 кВ Икша I с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 209 А при ТНВ -5,9 °С.

Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов при нормативных возмущениях в нормальной схеме с перспективной нагрузкой рассматриваемых центров питания до 2030 года

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{расч}$ , кВ	$I_{расч} / I_{ддтн}$ , %	$I_{расч} / I_{адтн}$ , %	$I_{расч}$ , А	$I_{ддтн}$ , А	$I_{адтн}$ , А
ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная	ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	–	208	208	318	150	150
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	120	120	181	150	150
У ПС 35 кВ Вахромеево		27,96	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Зарамушки		28,11	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	2 сек 35 кВ ПС 110 кВ Поварово	–	144	144	287	200	200
У ПС 35 кВ Индустриальная		31,18	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	–	143	143	285	200	200
ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	1 сек 35 кВ ПС 35 кВ Вахромеево	–	116	116	231	200	200
ВЛ 35 кВ Громово – Васильково		–	108	108	216	200	200

При вводе перспективной нагрузки согласно действующим договорам на технологическое присоединение, выход параметров режима за область допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме сохраняется. Схемно-режимных мероприятия для ввода режима в область допустимых значений отсутствуют. В связи с чем потребуются разработка и выбор технических решений по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики в рассматриваемом районе.

С учетом вышеописанного для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО, в рассматриваемом районе, рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–110 кВ.

**Вариант № 1:**

- 1) реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на 110 кВ:
  - с установкой трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 2×25 МВА взамен существующих 35/6 кВ мощностью 2×6,3 МВА и 4 МВА;
  - РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий);
  - установка СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Вахромеево;
- 2) сооружение заходов ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Вахромеево ориентировочной протяженностью 2×0,6 км.

**Вариант № 2 (альтернативный вариант):**

- 1) реконструкция ПС 110 кВ Поварово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 301 А при ТНВ -5,9 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная с учетом замены ТТ;
- 2) реконструкция ПС 35 кВ Воробьево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная с увеличением пропускной

способности с ДДТН не менее 230 А при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$ , ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 187 А при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$ ;

3) реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 268 А при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$ , с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 187 А при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$ ;

4) реконструкция ПС 110 кВ Икша I с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 293 А при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$ , необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с учетом замены ТТ;

5) реконструкция ПС 35 кВ Громово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Громово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 240 А при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$ , с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Громово – Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 227 А при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$ , необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Софрино – Громово, ВЛ 35 кВ Громово – Васильково с учетом замены ТТ;

6) реконструкция ПС 35 кВ Васильково с заменой ТТ Громово – Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 227 А при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$ , с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 174 А при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$ ;

7) установка БСК на ПС 35 кВ Вахромеево мощностью 8,6 Мвар.

### Вариант № 1.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ размещения ПС 110/35/6 кВ Вахромеево представлена на рисунке 13.

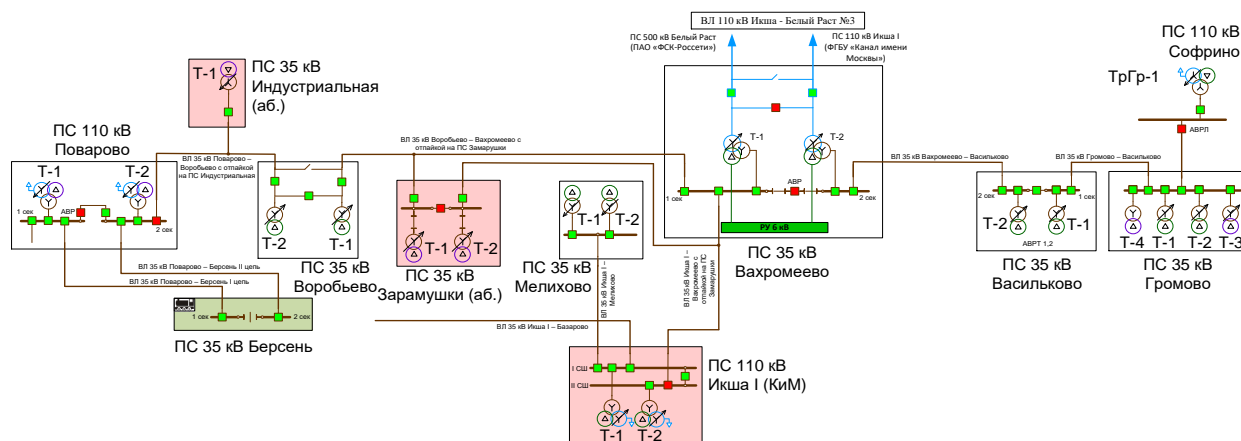


Рисунок 13 – Схема электрических сетей энергорайона размещения ПС 110/35/6 кВ Вахромеево

В таблице 30 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом реконструкции ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на напряжение 110 кВ.



Таблица 30 – Расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом реконструкции ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на напряжение 110 кВ

№ п/п	Наименование ЦП 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет, МВА	Прирост нагрузки по договорам договоров на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспределенная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Икша I	41,43	0,56	-11,76	30,23	30,23	30,23	30,23	30,23	30,23
2	ПС 110 кВ Поварово	80,5	16,28	-4,61	92,17	92,17	92,17	92,17	92,17	92,17
3	ПС 110 кВ Софрино	23,69	0,85	-5,3	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24
4	ПС 35 кВ Вахромеево	7,35	–	–	–	–	–	–	–	–
5	ПС 35 кВ Васильково	4,4	–	–	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
6	ПС 35 кВ Зарамушки	1,42	–	–	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
7	ПС 35 кВ Воробьево	2,99	–	–	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99
8	ПС 35 кВ Индустриальная	4,61	–	–	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61
9	ПС 35 кВ Громово	0,9	–	–	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10	ПС 110 кВ Вахромеево	7,35	–	+14,32	21,67	21,67	21,67	21,67	21,67	21,67

При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона с учетом перевода ПС 35 кВ Вахромеево на напряжение 110 кВ были выявлены превышения ДДТН электросетевого оборудования.

Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях в нормальной схеме с учетом перевода ПС 35 кВ Вахромеево на напряжение 110 кВ

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{\text{расч}}$ , кВ	$I_{\text{расч}} / I_{\text{ддтн}}$ , %	$I_{\text{расч}} / I_{\text{адтн}}$ , %	$I_{\text{расч}}$ , А	$I_{\text{ддтн}}$ , А	$I_{\text{адтн}}$ , А
ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки	ВЛ 35 кВ Вахромеево – Зарамушки	–	114	114	171	150	150

ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки.

Рекомендуется выполнить замену ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки на ПС 110 кВ Вахромеево, ПС 35 кВ Воробьево с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 171 А при ТНВ -5,9 °С.

ПС 110 кВ Вахромеево.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Вахромеево согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,35 + 0 + 14,32 - 0 = 21,67 \text{ МВА.}$$

Для обеспечения питания переводимой нагрузки от ПС 110 кВ Поварово, ПС 110 кВ Софрино, ПС 110 кВ Икша I рекомендуется установить трансформаторы Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью не менее 21,67 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку силовых трансформаторов 2×25 МВА.

Вариант № 2. Реконструкция существующей сети 35–110 кВ.

При нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона с учетом реализации мероприятий по альтернативному варианту превышения ДДТН электросетевого оборудования выявлены не были. Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях в нормальной схеме по альтернативному варианту

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{расч}$ , кВ	$I_{расч} / I_{дтн}$ , %	$I_{расч} / I_{адтн}$ , %	$I_{расч}$ , А	$I_{дтн}$ , А	$I_{адтн}$ , А
ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная	ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	–	82	69	301	400	400
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	67	67	187	300	300
У ПС 35 кВ Вахромеево		31,57	–	–	–	–	–
У ПС 35 кВ Зарамушки		31,59	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	2 сек 35 кВ ПС 110 кВ Поварово	–	85	71	279	300	300
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	74	74	140	300	300
У ПС 35 кВ Индустриальная		32,7	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	–	69	58	293	300	300
ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	1 сек 35 кВ ПС 35 кВ Вахромеево	–	84	84	240	300	300
ВЛ 35 кВ Громово – Васильково		–	81	81	227	300	300
ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково		–	–	–	174	200	200

В 5.3 приведено технико-экономическое сравнение вариантов развития сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона.

На основании вышеизложенного, мероприятие предложенное ПАО «Россети Московский регион» по переводу ПС 35 кВ Вахромеево на напряжение 110 кВ не обосновано. Для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется:

1) реконструкция ПС 110 кВ Поварово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 301 А при ТНВ -5,9 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная с учетом замены ТТ;

2) реконструкция ПС 35 кВ Воробьево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 230 А при ТНВ -5,9 °С, ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 187 А при ТНВ -5,9 °С;

3) реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 268 А при ТНВ -5,9 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 187 А при ТНВ -5,9 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево –

Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 174 А при ТНВ -5,9 °С;

4) реконструкция ПС 110 кВ Икша I с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 293 А при ТНВ -5,9 °С, необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с учетом замены ТТ;

5) реконструкция ПС 35 кВ Громово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Громово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 240 А при ТНВ -5,9 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Громово – Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 227 А при ТНВ -5,9 °С, необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Софрино – Громово, ВЛ 35 кВ Громово – Васильково с учетом замены ТТ;

6) реконструкция ПС 35 кВ Васильково с заменой ТТ Громово – Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 227 А при ТНВ -5,9 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 174 А при ТНВ -5,9 °С;

7) установка БСК на ПС 35 кВ Вахромеево мощностью 8,6 Мвар.

#### 2.2.2.5 Строительство новой ПС 110 кВ в районе д. Першутино.

Согласно данным филиала ПАО «Россети Московский регион» для исключения перегрузок трансформаторного оборудования на ПС 35 кВ, ПС 110 кВ в районе д. Першутино предлагается выполнить:

– сооружение новой ПС 110 кВ с установкой трансформаторов 110/6 кВ мощностью 2×16 МВА;

– сооружаемое РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий);

– сооружение заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь. Протяженность заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь до места строительства новой ПС 110 кВ ориентировочно составит 2×0,05 км.

Также планируются следующие мероприятия в сети 35, 6 (10) кВ:

– строительство двухсекционного ЗРУ 10 кВ, рассчитанного на присоединение 14 линейных ячеек;

– перевод ВЛ 6 кВ с ПС 35 кВ Першутино (ф. 14412А+Б, 14425А+Б, 14415, 14423, 14424) со строительством ВЛ 6 кВ, протяженностью 2,9 км до вновь сооружаемого ЗРУ-6 кВ новой ПС 110 кВ.

Карта-схема и нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района представлена на рисунках 14, 15.



Рисунок 14 – Карта-схема электроснабжения в районе д. Першутино

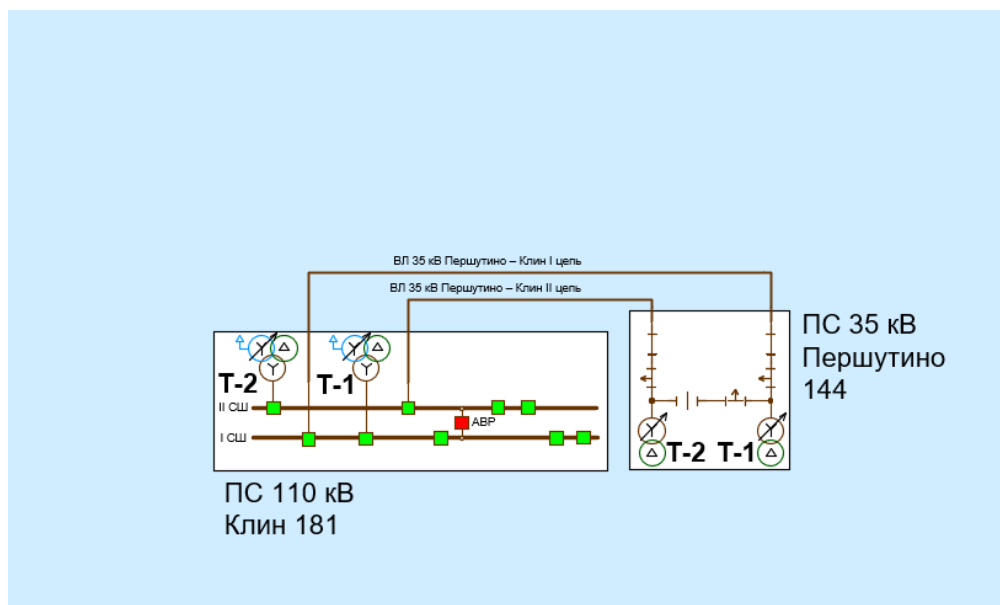


Рисунок 15 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ в районе д. Першутино

ПС 35 кВ Першутино имеет один источник питания ПС 110 кВ Клин.

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

В таблице 33 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 34 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

По существующим подстанциям 35–110 кВ в районе д. Першутино заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 36,33 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 35.

Таблица 33 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35, 110 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Клин	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	63	35,61	36,96	43,39	50,98	46,43	21,79	27,81	27,16	26,49	35,05	0
			T-2	115/38,5/6,6	63	36,64	42,02	38,32	37,25	39,46	24,80	27,24	26,14	27,18	23,03	
2	ПС 110 кВ Ямуга	110/10/6	T-1	115/11/6,3	40	15,52	12,02	16,97	17,4	16,59	14,55	14,54	14,26	11,68	13,84	0
			T-2	115/11/6,3	40	13,49	14,42	16,66	15,7	17,09	12,15	9,28	14,13	15,74	15,79	
3	ПС 35 кВ Першутино	35/6	T-1	38,5/6,3	6,3	4,23	3,19	5,04	5,81	5,39	3,37	3,53	2,98	4,38	4,68	0
		35/6	T-2	38,5/6,3	6,3	4,11	5,08	5,22	5,31	7	2,26	3,36	3,82	3,3	3,78	

Таблица 34 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Клин	T-1	ТДТН-63000/110/35/6	1995	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-63000/110/35/6	1995	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Ямуга	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 35 кВ Першутино	T-1	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 35 – Перспективная нагрузка ПС 35–110 кВ с учетом договоров на ТП подстанций 35, 110 кВ рассматриваемого района

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Клин	2022 / зима	88,23	ПС 110 кВ Клин	ООО «Мега-торг»	01.07.2022	ИА-22-303-11051 (171822)	2025	0,9	0	6	0,36	89,55	89,55	89,85	89,85	89,85	89,85
				ПС 35 кВ Бабайки	ООО «Зубовская фабрика»	19.10.2021	2110401/ЦА	2025	0,5	0	6	0,2						
				ПС 35 кВ Малеевка	Физ. лицо	17.05.2024	ИА-24-303-20333(231779)	2027	0,69	0	10	0,28						
				ПС 110 кВ Клин	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	8,29	0	0,4	0,83						
2	ПС 110 кВ Ямуга	2023 / зима	33,68	ПС 110 кВ Ямуга	АО «НОРЕБО РУ»	13.12.2020	2017964/ЦА	2024	6	2	10	1,60	44,13	44,90	44,90	44,90	44,90	44,90
				ПС 110 кВ Ямуга	ООО «УК «Индустриальный парк Клин»	08.06.2023	ИА-23-302-15322 (991626)	2024	12	0	10	6,00						
				ПС 110 кВ Ямуга	ООО «КЛИНСКАЯ АГРОПРО-МЫШЛЕННАЯ КОМПАНИЯ «РЕГИОН»	05.10.2017	ИА-17-302-238 (938221)	2024	4,95	0	10	1,98						
				ПС 110 кВ Ямуга	ООО «Производственное Предприятие «Гибкие Соединения»	17.07.2023	ИА-23-302-15727 (147169)	2026	1,8	0	10	0,72						
				ПС 110 кВ Ямуга	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,2	0	0,4	0,12						
3	ПС 35 кВ Першутино	2023 / зима	12,39	ПС 35 кВ Першутино	–	–	–	–	–	–	–	12,39	12,39	12,39	12,39	12,39	12,39	

В рассматриваемом районе выявлены превышение ДДТН нагрузочных трансформаторов ПС 110 кВ Клин и ПС 35 кВ Першутино.

#### ПС 110 кВ Клин.

Согласно данным в таблицах 33, 34, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 88,23 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 12,04 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,38 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,62 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Мега-торг» (договор ТП от 01.07.2022 № ИА-22-303-11051(171822) заявленной мощностью 0,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Клин с установкой двух дополнительных трансформаторов напряжением 110/10/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 88,23 + 1,62 + 0 - 0 = 89,85 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Клин, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 14,10 % (без ТП превышение до 12,04 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 11,10 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 89,85 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

#### ПС 35 кВ Першутино.

Согласно данным в таблицах 33, 34, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 12,39 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 87,3 %.



В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С при нормальном режиме нагрузки составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,39 + 0 + 0 - 0 = 12,39 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Першутино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 87,3 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Першутино ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Першутино расчетный объем ГАО составит 5,78 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,39 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Реконструкция ПС 35 кВ Першутино с увеличением трансформаторной мощности свыше 10 МВА предполагает не только замену силовых трансформаторов, но и выполнение реконструкции строительной части ПС, первичного оборудования и РЗА с расширением занимаемой ПС площади. По периметру ПС 35 кВ Першутино располагается частная собственность, поэтому выполнение реконструкции с расширением занимаемой ПС площади не представляется возможным.

С учетом вышеописанного для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ и ввода ГАО, в рассматриваемом районе, рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–110 кВ.

Вариант № 1 (строительство новой ПС 110 кВ):

- 1) сооружение новой ПС 110 кВ с установкой трансформаторов 110/6 кВ;
- 2) сооружаемое РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий);
- 3) замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Клин Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 100 МВА каждый;
- 4) сооружение заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на новую ПС 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый;
- 5) перевод ВЛ 6 кВ с ПС 35 кВ Першутино (14415, 14423, 14424) со строительством ВЛ 6 кВ, протяженностью 2,9 км до вновь сооружаемого РУ-6 кВ новой ПС 110 кВ.

Вариант № 2 (альтернативный вариант):

- 1) частичный перевод нагрузки с ПС 35 кВ Першутино в объеме 6 МВА на ПС 110 кВ Ямуга путем прокладки двух кабельных линий длиной 4,5 км сечением

не менее 500 мм<sup>2</sup> и строительством 2 КЛ 6 кВ от РП-72 до РТП-114 протяженностью 0,3 км;

2) замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Ямуга Т-1 и Т-2 110/10/6 кВ 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый;

3) замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Клин Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 100 МВА каждый;

4) установка в районе РП-72 двух вольтодобавочных трансформаторов 6/6 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Вариант № 1.

Нормальная схема соединений новой ПС 110/6 кВ представлена на рисунке 16.

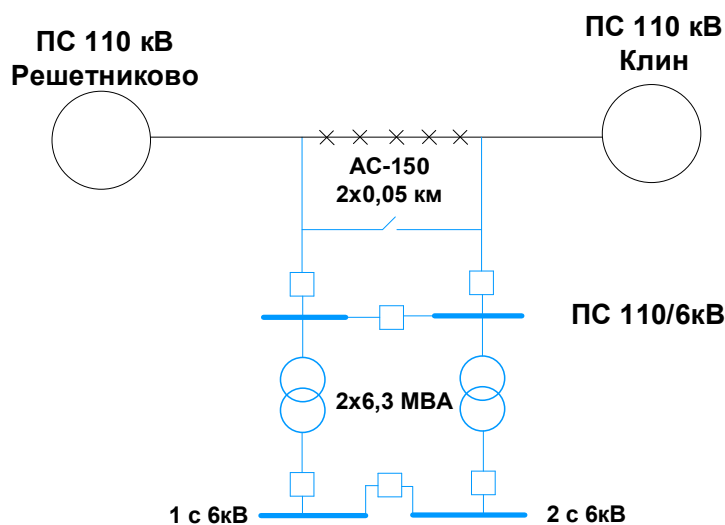


Рисунок 16 – Схема новой ПС 110/6 кВ

В таблице 36 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом строительства новой ПС 110 кВ.

Таблица 36 – Расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом строительства новой ПС 110 кВ

№ п/п	Наименование ЦП 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет, МВА	Прирост нагрузки по договорам договоров на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспределенная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Клин	88,23	1,62	-6	83,55	83,55	83,85	83,85	83,85	83,85
2	ПС 35 кВ Першутино	12,39	–	-6	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39
3	Новая ПС 110 кВ	–	–	+6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0

#### ПС 110 кВ Клин.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ПС 110 кВ Клин согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 88,23 + 1,62 + 0 - 6 = 83,85 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и возможностью перевода нагрузки на новую ПС 110 кВ в объеме 6 МВт превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Клин, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,5 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 5,1 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 83,85 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

#### ПС 35 кВ Першутино.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,39 + 0 + 0 - 6 = 6,39 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и возможностью перевода нагрузки на новую ПС 110 кВ в объеме 6 МВт не превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Першутино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 96,6 % от  $S_{\text{дн}}$ .

#### Новая ПС 110 кВ.

Перспективная нагрузка трансформаторов новой ПС 110 кВ согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 0 + 6 + 0 - 0 = 6,0 \text{ МВА.}$$

Для обеспечения питания переводимой нагрузки рекомендуется установить трансформаторы Т-1 и Т-2 110/6 кВ мощностью не менее 6,0 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку силовых трансформаторов 2×6,3 МВА.

Вариант № 2. Реконструкция существующей сети 35–110 кВ.

В таблице 37 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом перевода нагрузки с ПС 35 кВ Першутино на ПС 110 кВ Ямуга.

Таблица 37 – Расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом перевода нагрузки с ПС 35 кВ Першутино на ПС 110 кВ Ямуга

№ п/п	Наименование ЦП 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет, МВА	Прирост нагрузки по договорам договоров на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспределенная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Клин	88,23	1,62	-6	83,55	83,55	83,85	83,85	83,85	83,85
2	ПС 110 кВ Ямуга	33,68	11,22	+6	50,13	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9
3	ПС 35 кВ Першутино	12,39	–	–6	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39

ПС 110 кВ Клин.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Клин согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 88,23 + 1,62 + 0 - 6 = 83,85 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и возможностью перевода нагрузки на ПС 110 кВ Ямуга в объеме 6 МВт превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Клин, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,5 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 5,1 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 83,85 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

ПС 35 кВ Першутино.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,39 + 0 + 0 - 6 = 6,39 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и возможностью перевода нагрузки на ПС 110 кВ Ямуга в объеме 6 МВт не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Першутино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 96,6 % от  $S_{\text{длн}}$ .

ПС 110 кВ Ямуга.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Ямуга согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,68 + 6 + 11,22 - 0 = 50,9 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и возможностью перевода нагрузки с других центров питания в объеме 11,22 МВт превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ямуга, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 12,6 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ямуга ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ямуга расчетный объем ГАО составит 5,7 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 50,9 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

В 5.4 приведено технико-экономическое сравнение вариантов развития сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона.

На основании вышеизложенного, для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется:

1) сооружение новой ПС 110 кВ с установкой трансформаторов 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый;

2) сооружаемое РУ 110 кВ рекомендуется выполнить по схеме 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий);

3) сооружение заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на новую ПС 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый;

4) замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Клин Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 100 МВА каждый;

5) перевод ВЛ 6 кВ с ПС 35 кВ Першутино (14415, 14423, 14424) со строительством ВЛ 6 кВ, протяженностью 2,9 км до вновь сооружаемого РУ-6 кВ новой ПС 110 кВ.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

2.2.2.6 Реконструкция ПС 110 кВ Добрыниха с установкой дополнительного трансформатора Т-4 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и сооружением РУ 35 кВ с заходами ВЛ 35 кВ.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов в день зимнего контрольного замера 20.12.2023 выявил выход параметров режима из ОДЗ при возникновении в нормальной схеме АО ВЛ 35 кВ Лопасня – Ерино или АО ВЛ 35 кВ Лаговская – Елисеево по следующим ЛЭП:

– 178 % от  $I_{\text{адтн}}$  (533 А) ВЛ 35 кВ Лаговская – Елисеево (ДДТН/АДТН – 300 А, ограничивающим элементом является ТТ ПС 110 кВ Лаговская и ТТ ПС 35 кВ Елисеево, провод ЛЭП АС-95 длиной 13,4 км);

– 166 % от  $I_{\text{адтн}}$  (331 А) ВЛ 35 кВ Елисеево – Ерино (ДДТН/АДТН – 200 А, ограничивающим элементом является ТТ ПС 35 кВ Елисеево и ТТ ПС 35 кВ Ерино);

– 141 % от  $I_{\text{адтн}}$  (422 А) ВЛ 35 кВ Лопасня – Ерино (ДДТН/АДТН – 300 А, ограничивающим элементом является ТТ ПС 110 кВ Лопасня и ТТ ПС 35 кВ Ерино);

– снижение напряжения на ПС 35 кВ Ерино ниже аварийно допустимого до значения 25,67 кВ.



При реализации действующих договоров на ТП загрузка ЛЭП 35 кВ возрастет еще больше.

В таблице 38 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по ПС района.

Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 39.

Таблица 38 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35–110 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023–2024 гг.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Лаговская	110/35/6	T-1	115/34,5/6,6	25	14,62	26,06	22,88	24,29	19,81	9,97	10,51	12,47	14,78	16,93	0
			T-2	115/34,5/6,6	25	12,63	19,86	22,07	21,18	22,03	6,35	10,27	8,41	8,16	10,63	
		110/10/10	T-3	115/10,5/10,5	25	9,47	11,32	11,95	12,07	11,62	6,98	7,87	7,8	8,56	7,78	
			T-4	115/10,5/10,5	25	8,26	9,66	9,14	9,77	9,28	5,02	4,61	5,14	4,49	6,09	
2	ПС 110 кВ Лопасня	110/35/6	T-1	110/35/6,6	40	31,04	37,79	38,01	36,99	28,78	21,84	25,93	21,59	19,64	23,55	0
			T-2	104/34,5/6,6	31,5	22,26	23,92	25,89	31,31	33,49	12,15	8,83	10,59	12,01	19,89	
3	ПС 110 кВ Добрыниха	110/6/6	T-1	115/6,6/6,6	25	2,71	3,44	3,39	2,66	0,08	2,45	2,31	4,74	1,96	2,68	0
		110/6/6	T-2	115/6,6/6,6	25	3,23	2,24	2,32	3,3	0,06	2,65	2,29	0	2,81	1,83	
		110/6/6	T-3	115/6,6/6,6	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	ПС 35 кВ Елисеєво	35/6	T-1	35/6,6	5,6	н/д	н/д	н/д	н/д	3,54	н/д	н/д	н/д	н/д	1,76	0
			T-2	35/6,6	6,3	н/д	н/д	н/д	н/д	4,23	н/д	н/д	н/д	н/д	1,84	
			T-3	35/6,6	3,2	н/д	н/д	н/д	н/д	2,49	н/д	н/д	н/д	н/д	1,39	
5	ПС 35 кВ Ерино	35/6	T-1	35/6,6	10	н/д	н/д	н/д	н/д	5,53	н/д	н/д	н/д	н/д	3,15	0
			T-2	35/6,6	10	н/д	н/д	н/д	н/д	8,61	н/д	н/д	н/д	н/д	5,4	

Таблица 39 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Лаговская	2022 / зима	67,31	ПС 110 кВ Лаговская	ООО «БАТИ ТОЛБИНО»	15.04.2021	ИА-20-303-3887(167323)	2024	1,8	0,65	10	0,12	69,17	69,23	70,32	70,32	70,32	70,32
				ПС 110 кВ Лаговская	ФГУП «РОССИЙСКАЯ ТЕЛЕВИЗИОННАЯ И РАДИОВЕЩАТЕЛЬНАЯ СЕТЬ»	29.09.2022	ИА-22-303-10366(997788)	2025	1	0	6	0,1						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «МИБ-ИНВЕСТИЦИИ»	03.04.2019	ИА-19-302-18(195374)	2024	0,8	0	35	0,32						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «АКПЛАСТ»	26.12.2023	ИА-23-303-17958(354089)	2025	0,5	0	35	0,25						
				ПС 35 кВ Елисеєво	ГБСУСО МО «Добрый дом «Чеховский»	27.05.2024	ИА-24-302-19769(185271)	2027	0,35	0	6	0,14						
				ПС 35 кВ Ерино	ООО «Логистика-А»	07.06.2013	ИА-13-302-1441(948971)	2027	1,75	0	6	0,88						
				ПС 35 кВ Ерино	ГКУ МО «ДЗКС»	28.12.2023	ИА-23-302-16269(210685)	2026	0,51	0	10	0,05						
ПС 110 кВ Лаговская	ТУ для ТП менее 670 кВт						2024	9,58	0	0,4	0,96							
2	ПС 110 кВ Лопасня	2022 / зима	68,3	ПС 110 кВ Лопасня	АО «Бастион»	27.04.2022	ТП-Ю021/МО22	2025	1,94	0	6	0,19	72,04	73,69	74,78	74,78	74,78	74,78
				ПС 110 кВ Лопасня	ООО Строительно-инвестиционная фирма «Стройтэк»	11.03.2014	47/14	2024	1,12	0	6	0,45						
				ПС 110 кВ Лопасня	ГКУ МО «ДЗКС»	18.07.2023	2302103/ЦА	2026	0,82	0	6	0,33						
				ПС 110 кВ Лопасня	ООО «ВДМ-СЕРВИС»	05.04.2021	ИА-21-323-5263(283010)	2026	1,65	0	6	1,16						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Поповка	ФГКУ «Войсковая часть 51952»	01.09.2022	ИА-22-302-11939(364193)	2025	2,495	0	6	1,75						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «МИБ-ИНВЕСТИЦИИ»	03.04.2019	ИА-19-302-18(195374)	2024	0,8	0	35	0,32						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «АКПЛАСТ»	26.12.2023	ИА-23-303-17958(354089)	2025	0,5	0	35	0,25						
				ПС 35 кВ Елисеево	ГБСУСО МО «Добрый дом «Чеховский»	27.05.2024	ИА-24-302-19769(185271)	2027	0,35	0	6	0,14						
				ПС 35 кВ Ерино	ООО «Логистика-А»	07.06.2013	ИА-13-302-1441(948971)	2027	1,75	0	6	0,88						
				ПС 35 кВ Ерино	ГКУ МО «ДЗКС»	28.12.2023	ИА-23-302-16269(210685)	2026	0,51	0	10	0,05						
				ПС 110 кВ Лопасня	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	5,21	0	0,4	0,52						
3	ПС 110 кВ Добрыниха	2022/зима	5,96	ПС 110 кВ Добрыниха	-			-	-	-	-	-	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96
4	ПС 35 кВ Елисеево	2023/зима	10,27	ПС 35 кВ Елисеево	ГБСУСО МО «Добрый дом «Чеховский»	27.05.2024	ИА-24-302-19769(185271)	2027	0,35	0	6	0,14	10,27	10,27	10,42	10,42	10,42	10,42
5	ПС 35 кВ Ерино	2023/зима	14,15	ПС 35 кВ Ерино	ООО «Логистика-А»	07.06.2013	ИА-13-302-1441(948971)	2027	1,75	0	6	0,88	14,15	14,2	15,15	15,15	15,15	15,15
				ПС 35 кВ Ерино	ГКУ МО «ДЗКС»	28.12.2023	ИА-23-302-16269(210685)	2026	0,51	0	10	0,05						

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за ОДЗ предлагается выполнить следующие мероприятия:

- 1) реконструкция ПС 110 кВ Добрыниха:
  - установка трансформатора Т-4 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА;
  - сооружение РУ 35 кВ;
  - выполнением заходов ВЛ 35 кВ Елисеево – Ерино на ПС 110 кВ Добрыниха.

При аварийных отключениях в нормальной схеме с учетом реконструкции ПС 110 кВ Добрыниха превышения допустимых токовых нагрузок ЛЭП и электросетевого оборудования отсутствуют.

#### Выбор мощности вновь устанавливаемого трансформатора

При аварийном отключении ВЛ 35 кВ Лаговская – Елисеево и ВЛ 35 кВ Лопасня – Ерино переток через вновь устанавливаемый трансформатор Т-4 ПС 110 кВ Добрыниха составит –24,9 МВА.

С учетом этого для обеспечения питания переводимой нагрузки от ПС 110 кВ Лопасня, ПС 110 кВ Лаговская рекомендуется установка трансформатора Т-4 110/35/6 кВ мощностью не менее 24,9 МВА с сооружением РУ 35 кВ. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Московской области, отсутствуют.

### 2.2.4 Не принятые предложения сетевых организаций

В таблице 40 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 40 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 40 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ Высоково с переводом на 110 кВ
2	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ЛЭП ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин 1, 2 цепь
3	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КВЛ 110 кВ Темпы – Талдом I ц с отп
4	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ Осташево с переводом ее на 110 кВ и увеличением трансформаторной мощности с 12,6 МВА до 32 МВА
5	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство 2-й цепи ВЛ 110 кВ Грибово – Лидино с переводом ПС 35 кВ Осташево на 110 кВ и образованием новых ВЛ 110 кВ Грибово – Осташево и ВЛ 110 кВ Осташево – Руза и образованием ПС 110/35/10 кВ Осташево с установленной мощностью 2×25 МВА
6	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство участка ВЛ 110 кВ по существующей трассе участка ВЛ 35 кВ Осташево – Спасс, с подвеской провода АС-240 и ВОЛС ориентировочной длиной 4,45 км

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
7	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство участка ВЛ 110 кВ по существующей трассе участка ВЛ 35 кВ Лидино – Осташево, с подвеской провода АС-240 и ВОЛС ориентировочной длиной 3,25 км
8	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство 2-й цепи транзита 110 кВ от ПС 110 кВ Ядрошино до ПС 110 кВ Сычи, ПС 110 кВ Панфиловская (с переводом на 110 кВ ПС 35 кВ Петровская и ПС 35 кВ Устиново)
9	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ Горелово с переводом ПС на напряжение 110 кВ
10	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово от места пересечения с ВЛ 110 кВ Фрязино – Гранит II цепь до ПС Горелово в габаритах двухцепной ВЛ 110 кВ, с подвеской одной цепи 110 кВ отпайка ВЛ 110 кВ Фрязино – Гранит II цепь и одной ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово. Установка отпаечной опоры на ВЛ 110 кВ Фрязино – Гранит II цепь
11	ПАО «Россети Московский регион»	Сооружение ПС 220 кВ Электроизолятор в г.о. Раменский
12	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ЛЭП ВЛ 110 кВ Фрязино – Гранит II цепь
13	ПАО «Россети Московский регион»	Сооружение ЛЭП 110 кВ Панфиловская – Ядрошино с установкой линейных ячеек 110 кВ на ПС 110 кВ Панфиловская и ПС 110 кВ Ядрошино
14	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шатурская ГРЭС – Экситон с отпайкой на ПС Губино, ВЛ 110 кВ Шатурская ГРЭС – Дулево с отпайкой на ПС Губино без увеличения мощности
15	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство КВЛ 110 кВ Лаговская – Полиграф
16	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция кабельных участков КВЛ 110 кВ Кислородная – Жегалово II цепь
17	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Румянцево – Чисмена с отпайкой на ПС Давыдково с увеличением пропускной способности, включая замену ВЧЗ на ПС 110 кВ Чисмена
18	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пахра – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС Новоцементная с увеличением пропускной способности до величин не менее 835 А (I цепь), 866 А (II цепь) при ТНВ -5 °С
19	ПАО «Россети Московский регион»	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Красково с отпайкой на ПС Котельники. Реконструкция с увеличением пропускной способности не менее чем до 698 А при ТНВ -5 °С
20	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гулево – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС Шепчинки с увеличением пропускной способности до величин не менее 598 А (I цепь), 625 А (II цепь) при ТНВ -5 °С
21	ПАО «Россети Московский регион»	Сооружение ЛЭП 110 кВ Гулево – Санаторная
22	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная с образованием новой ВЛ 110 кВ Пахра – Барыбино
23	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство КЛ 110 кВ Северово – Фетищево № 1, 2
24	ПАО «Россети Московский регион»	КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная. Реконструкция с увеличением пропускной способности до величины (ДДТН/АДТН) не менее 577/692 А при ТНВ -5 °С и не менее 543/543 А при ТНВ +25 °С
25	ПАО «Россети Московский регион»	КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс. Реконструкция с увеличением пропускной способности до величины (ДДТН/АДТН) не менее 659/720 А при ТНВ -5 °С и не менее 549/555 А при ТНВ +25 °С
26	ПАО «Россети Московский регион»	КВЛ 110 кВ Нахабино – Слобода. Реконструкция с увеличением пропускной способности до величины не менее 794 А для ТНВ -5 °С
27	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КВЛ 110 кВ Хлебниково – Долгопрудная с увеличением пропускной способности, включая замену ошиновки и ТТ на ПС 110 кВ Долгопрудная
28	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
29	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Орбита – Момино I, II цепь
30	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Кучино с отпайкой на ПС 110 кВ № 490 Ясная, КВЛ 110 кВ Каскадная – Восточная отпайкой на ПС 110 кВ № 490 Ясная, КВЛ 110 кВ Каскадная – Кучино в воздушном исполнении
31	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Кучино, ВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка, ВЛ 110 кВ Некрасовка – Кучино
32	ПАО «Россети Московский регион»	Замена ВЧЗ на ПС 110 кВ Красково для обеспечения пропускной способности ВЛ 110 кВ Нефтезавод – Красково I, II цепь не менее 698 А
33	ПАО «Россети Московский регион»	ПС 110 кВ Минеральная. Замена ошиновки и ВЧЗ для обеспечения пропускной способности КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная до величины (ДДТН/АДТН) не менее 577/692 А при ТНВ -5 °С и не менее 543/543 А при ТНВ +25 °С
34	ПАО «Россети Московский регион»	ПС 110 кВ Прогресс. Замена ошиновки, выключателя, трансформатора тока и ВЧЗ для обеспечения пропускной способности КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс до величины (ДДТН/АДТН) не менее 659/720 А при ТНВ -5 °С и не менее 549/555 А при ТНВ +25 °С
35	ПАО «Россети Московский регион»	ПС 110 кВ Нахабино. Замена трансформатора тока, ошиновки КВЛ 110 кВ Нахабино – Слобода на трансформатор тока и ошиновку с номинальным током не менее 801 А для ТНВ -5 °С
36	ПАО «Россети Московский регион»	Замена на ПС 110 кВ Юбилейная ВЧЗ КВЛ 110 кВ Чагино – Юбилейная
37	ПАО «Россети Московский регион»	Замена на ПС 110 кВ Юбилейная ошиновки ВЛ 110 кВ Юбилейная – Красково с отпайкой на ПС Котельники
38	ПАО «Россети Московский регион»	ПС 110/6 кВ № 747 Весенняя. Замена разъединителя, ВЧЗ и трансформатора тока для обеспечения пропускной способности ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя до величины не менее 730 А при ТНВ -5 °С
39	ПАО «Россети Московский регион»	ПС 220/110/35/10/6 кВ № 182 Гулево (замена трансформатора тока ШСМВ 110 кВ ПС 220 кВ Гулево (не менее 1200 А); замена ВЧЗ для обеспечения пропускной способности ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя)
40	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня I, II цепь с отпайкой на ПС Венюково с увеличением пропускной способности
41	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Лопасня с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня I цепь с отпайкой на ПС Венюково
42	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Калугино – Гришенки с отпайкой на ПС Пролетарий с увеличением пропускной способности
43	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Гришенки с заменой МВ, ЛР, ТТ ВЛ 110 кВ Калугино – Гришенки с отпайкой на ПС Пролетарий
44	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Калугино с заменой ошиновки и ВЧЗ ВЛ 110 кВ Калугино – Гришенки с отпайкой на ПС Пролетарий
45	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Гришенки с заменой СМВ 110 кВ
46	ПАО «Россети Московский регион»	ВЛ 110 кВ Хлебниково – Луговая (сооружение II цепи с пропускной способностью не менее 501 А при ТНВ -5 °С)
47	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нежино – Донино
48	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красково – Мячково с отп., ВЛ 110 кВ Красково – Лыткарино с отп.

## 2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

#### ПС 220/110/10 кВ Ивановская.

В настоящее время ПАО «Россети Московский регион» для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей выполнено проектирование и согласование трассы прохождения кабельных заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород с образованием КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками путем спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород.

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Согласно решениям Протокола совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 21.10.2022 и Плану мероприятий (дорожной карте) по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации Московской энергосистемы для реализации комплексного технического решения по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей необходимо выполнить следующие мероприятия:

– реконструкция ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ путем установки двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый, КРУЭН 220 кВ предполагается выполнить по схеме «четырёхугольник» (№ 220-7), рассчитанное на присоединение 2-х линий 220 кВ, 2-х автотрансформаторов;

– сооружение заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый на ПС 220 кВ Ивановская с образованием ЛЭП 220 кВ Дорохово – Ивановская и ЛЭП 220 кВ Слобода – Ивановская;

– сооружение нового переключательного пункта РП 110 кВ Восход (рассчитанного на присоединение 6-ти линий 110 кВ и шиносоединительного выключателя) в месте соединения заходов на ПС 110 кВ Звенигород с ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками с образованием следующих ЛЭП 110 кВ:

- 1) КВЛ 110 кВ Ивановская – Восход I, II цепь;
- 2) КВЛ 110 кВ Кубинка – Восход I, II цепь с отпайками;
- 3) КЛ 110 кВ Восход – Звенигород № 1, 2.

Кроме того, по оценке расчетов перспективных электроэнергетических режимов и уровней токов короткого замыкания дополнительно необходимо выполнить:

– реконструкцию КВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на номинальное напряжение 110 кВ;

– реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Голицыно с установкой дополнительной ячейки 110 кВ;

– реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Успенская с установкой дополнительной ячейки 110 кВ;

– реконструкцию ПС 110 кВ Усово в целях обеспечения возможности включения СМВ 110 кВ в нормальном режиме;

– реконструкцию ПС 110 кВ Манихино с заменой выключателей в присоединениях Т-1 и Т-2;

– реконструкцию КВЛ 110 кВ Ивановская – Восход I, II цепь с увеличением пропускной способности до величины ДДТН не менее 1145 А при ТНВ -26 °С и АДТН не менее 1307 А при ТНВ -26 °С путем реконструкции ЛЭП.

Пропускная способность вновь сооружаемых КЛ 110 кВ Восход – Звенигород № 1, 2 должна быть ДДТН не менее 675 А, АДТН не менее 1002 А при работе 2-х цепей и ДДТН 880 А АДТН не менее 2495 А при работе 1-й цепи при ТНВ -26 °С.

Вышеуказанные мероприятия по развитию сети должны быть уточнены в ходе выполнения ПИР в 2024 году.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024, 2025 и 2026 год.

Кабельные заходы ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород.

Согласно решениям Протокола совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 21.10.2022 в целях повышения надежности электроснабжения потребителей г. Звенигород планируется сооружение кабельных заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород (ориентировочной протяженностью 4 км каждый, с пропускной способностью не менее 770 А при ТНВ -26 °С) с образованием КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Установка ШР 500 кВ на ПС 750 кВ Белый Раст и ПС 500 кВ Западная.

В часы минимальных нагрузок с конца апреля и до сентября, а также в период новогодних праздничных дней, характерны режимы работы энергосистемы г. Москвы и Московской области с повышенными уровнями напряжений.

Значительное количество высоковольтных кабельных ЛЭП 220–500 кВ в энергосистеме г. Москвы и Московской области суммарной мощностью более 1150 Мвар является одной из причин повышения напряжения выше наибольшего рабочего в часы минимальных нагрузок.

Другой причиной, оказывающей значительное влияние на уровни напряжений в часы минимальных нагрузок, является ограничение потребления реактивной мощности генераторами электростанций относительно заводского регулировочного диапазона, в том числе генераторами филиала «Конаковская ГРЭС» ПАО «ЭЛ5 – Энерго» и электростанций ПАО «Мосэнерго». Останов газовых турбин электростанций ПАО «Мосэнерго» с целью сохранения ресурса работы генерирующего оборудования в текущих условиях приведет к невозможности обеспечения напряжения ниже наибольшего рабочего в сети 110–500 кВ



энергосистемы г. Москвы и Московской области в ночные часы начиная с конца апреля и до сентября, а также в период новогодних праздничных дней.

По результатам совместной работы ПАО «Мосэнерго» и АО «СО ЕЭС» при участии АО «Техническая инспекция ЕЭС» проведены испытания генераторов ТЭЦ ПАО «Мосэнерго», имеющих ограничения по диапазону по реактивной мощности, с целью установления технически обоснованного диапазона регулирования реактивной мощности с последующим внесением изменений в базовый диапазон регулирования реактивной мощности.

В результате проведенных испытаний и мероприятий суммарное расширение диапазона регулирования реактивной мощности по электростанциям ПАО «Мосэнерго» составило 440 Мвар, что привело к сокращению количества объектов в энергосистеме г. Москвы и Московской области, на которых фиксируется превышение напряжения выше наибольшего рабочего, а также снижению длительности превышения напряжения выше наибольшего рабочего.

Согласно выводами I этапа внестадийной работы по титулу: «Проектно-изыскательские работы по установке СКРМ на ПС 220–500 кВ с учетом перевода участка ВЛ 220–500 кВ в кабельном исполнении на территории г. Москвы и Московской области» (том № 41.П020-т1) (далее – ПИР по установке СКРМ) на период 2024 года предусматривается установка:

- шинного ШР мощностью 180 Мвар в РУ 500 кВ ПС 750 кВ Белый Раст;
- линейного ШР мощностью 180 Мвар в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково на ПС 500 кВ Западная.

Также согласно выводам II этапа ПИР по СКРМ (том № 41.П020-т2) на период 2027 года дополнительно предусматривается установка линейного ШР мощностью 180 Мвар в ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная на ПС 500 кВ Западная.

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

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

Замещающие мероприятия вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17.

Для обеспечения вывода из эксплуатации ТГ-1, ТГ-3 и ТГ-6 ТЭЦ-17, в соответствии с приказом Минэнерго России от 04.07.2022 № 624, планируется:

- сооружение ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя II цепь с пропускной способностью не менее 730 А при ТНВ -5 °С ориентировочная протяженность 5,9 км (2023 год);
- сооружение второй цепи ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя с пропускной способностью не менее 525 А при ТНВ -5 °С, ориентировочная протяженность 10 км (2025 год).

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024, 2025 годы.

ПС 110 кВ Звенигород.

Согласно протоколу совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 15.09.2022 № 2055 принято

решение по установке дополнительных трансформаторов 110/10/6 мощностью 2×25 МВА на ПС 110 кВ Звенигород.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку двух силовых трансформаторов 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Комплексные технические решения по усилению электрической сети.

Перечень мероприятий в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 41.

Таблица 41 – Мероприятия в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино ориентировочной протяженностью 5 км каждый	2×5 км	2028	ПАО «Россети»
2	Строительство ПС 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с заходами ЛЭП 220 кВ <sup>1)</sup>	2×3×167 МВА	2029	ПАО «Россети»
3	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 10 км каждый	2×10 км	2029	ПАО «Россети»
4	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	90 км	2028	ПАО «Россети»
5	Строительство ПС 220 кВ Чехов с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	2×125 МВА	2026	ПАО «Россети Московский регион»
6	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Бугры – ГТЭС Коломенское на ПС 220 кВ Чехов ориентировочной протяженностью 1,62 км каждый	2×1,62 км	2026	ПАО «Россети Московский регион»
7	Строительство ПС 220 кВ Дементьево с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 125 МВА каждый	2×125 МВА	2026	ПАО «Россети Московский регион»
8	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Нежино II цепь на ПС 220 кВ Дементьево ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	2×4,5 км	2026	ПАО «Россети Московский регион»
9	Строительство ПС 220 кВ Данилово с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	2×125 МВА	2026	ПАО «Россети Московский регион»
10	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Данилово ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	2×0,2 км	2026	ПАО «Россети Московский регион»
11	Строительство ПС 220 кВ Ромашково (в Одинцовском г.о.) с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый <sup>1)</sup>	2×63 МВА	2027	ПАО «Россети Московский регион»
12	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый <sup>1)</sup>	2×1 км	2027	ПАО «Россети Московский регион»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
13	Строительство ПС 110 кВ Наукоград (в г.о. Дубна) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый <sup>1)</sup>	2×25 МВА	2027	ПАО «Россети Московский регион»
14	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Ивановская ГЭС – Темпы I (II) цепь с отпайками на ПС 110 кВ Наукоград ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый <sup>1)</sup>	2×0,5 км	2027	ПАО «Россети Московский регион»
15	Строительство заходов ЛЭП 110 кВ на ПС 500 кВ Дорохово	х	2027	ПАО «Россети Московский регион»

Примечание – <sup>1)</sup> Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.

### Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Московской области приведен в таблице 42.

Таблица 42 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Московской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой трансформаторов Т-3 220/110 кВ и Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА каждый) на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	2×250 МВА 2×100 МВА	2025	ПАО «Россети»
2	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	2×200 МВА 2×125 МВА	2026	ПАО «Россети»

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

## 2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

### 2.4.1 Энергосистема г. Москвы и Московской области

Энергосистема г. Москвы и Московской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- город Москва;
- Московская область.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 43. С учетом решений Протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 №АН-П51-115пр (далее – Протокол от 29.10.2024) при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 15 % от собственного максимума потребления мощности энергосистемы Москвы и Московской области.

Таблица 43 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	22309	22705	23048	23411	23723	24044
Дополнительная мощность для резервирования в размере 15 %	3346	3406	3457	3512	3558	3607
Потребность в мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области	25655	26111	26505	26923	27281	27651
Располагаемая мощность электростанций	15831	15838	16772	16772	16772	16772
Аварийность максимальная	500	500	500	500	500	500
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	23631	23638	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	2024	2473	1933	2351	2709	3079
С учетом мероприятий по усилению электрической сети, включая строительство заходов ВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино, строительство ЛЭП 220 кВ Дорохово – Созвездие, строительство ПС 500 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская и ЛЭП 220 кВ, а также перекоммутацию в ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Михайловская						
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8500	8500	8500	9050	9500	9500

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	1824	2273	1733	1601	1509	1879
Дополнительная потребность в мощности без учета резервирования и аварийности	0	0	0	0	0	0

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2025–2030 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 3079 МВт в 2030 году.

Согласно плану мероприятий («дорожная карта») по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации энергосистемы г. Москвы и Московской области планируется реализация следующих мероприятий:

- реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская (в 2025 году);

- строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино (в 2028 году);

- строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие (в 2028 году);

- строительство ПС 500 кВ на границе Московской и Тульской областей с автотрансформаторами 500/220 кВ с заходами ЛЭП 220 кВ и заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снижает потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области до 1879 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 15 %, потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области в 2030 году отсутствует.

С учетом анализа режимно-балансовой ситуации за сечением, отделяющим южный энергорайон г. Москвы и Московской области от остальной энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также от энергосистемы Калужской области, энергосистемы Рязанской области и энергосистемы Тульской области (далее – сечение Южного энергорайона) реализацию мероприятий по покрытию потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области целесообразно выполнять в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Сечение Южного энергорайона включает в себя ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная, ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская, ВЛ 220 кВ Дорохово – Кедрово, КВЛ 220 кВ Западная – Слобода I, II цепи, КВЛ 220 кВ Западная – Радищево, КВЛ 220 кВ Западная – Куркино, КВЛ 220 кВ Куркино – Герцево, КЛ 220 кВ Яшино – Новобратцево № 1, № 2, КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская № 1, № 2, КЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки № 1, № 2, КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1, № 2, КВЛ 220 кВ Перерва – Баскаково, КВЛ 220 кВ Борисово – Баскаково, ВЛ 220 кВ Жулебино – Восточная, КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1, № 2, ЛЭП 220 кВ Каскадная – Руднево 1, 2, КВЛ 220 кВ ЦАГИ – Ногинск, ВЛ 220 кВ Шибаново – Нежино, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Нежино I, II цепи, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески,

ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Крона, ВЛ 220 кВ Михайловская – Осетр, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока, ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово, ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская, АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Новобратцево, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Ивановская (после реконструкции ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ), АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Гражданская, ШСЭВ 220 кВ ПС 220 кВ Центральная, а также электрические связи 110 кВ.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы энергосистемы г. Москвы и Московской области и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с учетом:

– планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

– существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону,

в соответствии с пунктом 2 Протокола от 29.10.2024 для покрытия потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области за основу принят следующий сценарий развития электрических сетей:

– строительство двух линий электропередачи переменного тока 750 кВ «Грибово – Москва» и «Курская АЭС – Москва» в 2030 году;

– реконструкция и строительство объектов электросетевого хозяйства 220–500 кВ в период с 2025 по 2030 год.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство одной линии электропередачи постоянного тока «Нововоронежская АЭС – Москва» в 2032 году.

В части развития генерирующих мощностей в соответствии с решениями совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака необходимо обеспечить строительство одного энергоблока установленной мощностью 450 МВт на Каширской ГРЭС и двух энергоблоков на ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 установленной мощностью по 250 МВт на каждой ТЭЦ (суммарно 950 МВт).

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы**

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

В таблице 44 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Московской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 44 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Московской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	Тепличное хозяйство	ООО «Агрокультура Групп»	0	71	220 кВ	2024	Каширская ГРЭС ПС 220 кВ Ступино
Более 20 МВт							
2	Многофункциональная жилая застройка с объектами социальной инфраструктуры	ООО «СЗ «Самолет-Калиновка»	0	33,12	10 кВ	2024 2026	ПС 500 кВ Пахра
3	Центр обработки данных - Дубна	ООО «Надежный цифровой сервис данных»	0	30,18	10 кВ	2024	ПС 110 кВ Долино
4	Резиденты ОЭЗ «Ступино Квадрат»	ООО «Промышленный Округ Ступино Квадрат»	0	30,2	10 кВ; 20 кВ	2024	ПС 220 кВ Ступино
5	Тяговая подстанция 20 кВ Раменское	ОАО «РЖД»	0	27	20 кВ	2025	Новая ПС 220 кВ Кратово
6	ПС 110 кВ Бужаниново	ОАО «РЖД»	0	24,5	110 кВ	2024	ПС 110 кВ Арсаки ПС 110 кВ Смена ПС 110 кВ Ярославская
7	Тяговая ПС Фирсановская	ОАО «РЖД»	0	24,31	10 кВ	2024	ПС 220 кВ Омега
8	Тяговая подстанция 20 кВ Бутово	ОАО «РЖД»	0	24,3	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Бутово
9	Тяговая подстанция 10 кВ Реутово	ОАО «РЖД»	0	24,06	10 кВ	2024	ПС 220 кВ Восточная
10	Комплексная застройка «Крокус Сити Таун»	ООО «Крокус Сити Таун»	0	24	10 кВ	2024	ПС 220 кВ Ильинская



№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
11	Нежилое строение	ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	0	23	10 кВ	2024 2025	ПС 500 кВ Пахра
12	Комплексная жилая застройка с объектами социальной и инженерной	ООО «Фортуна»	0	21,8	10 кВ	2024 с поэтапным набором мощности до 2029	ТЭЦ-27
13	Жилые дома микрорайона «Отрадное»	ООО «Специализированный застройщик «Региональное агропроизводственное объединение»	5,48	21,52	10 кВ	2024 2025	ПС 220 кВ Подушкино
14	Жилой комплекс с инфраструктурой	ООО «Специализированный застройщик «Территория комфорта»	0	21	10 кВ	2024	ТЭЦ-26
15	Комплексная жилая застройка с объектами инфраструктуры	ООО «Специализированный застройщик «Самолет-Лайково»	0	20,72	10 кВ	2024 2025	ПС 220 кВ Подушкино
16	Многофункциональная комплексная застройка	ООО «СЗ «Бухта Лэнд»	11,4	20,39	10 кВ	2024	ПС 110 кВ Строгино
17	Комплекс объектов на земельном участке	ООО СЗ «Страна Домодедово»	0	20	10 кВ	2025	ПС 110 кВ Санаторная
18	Жилой квартал «Ивакино»	ООО «Шереметьево-4»	5	20	10 кВ	2024	ПС 220 кВ Старбеево ПС 110 кВ Долгопрудная ПС 110 кВ Планерная

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области за период 2025–2030 годов представлен в таблице 45.

Таблица 45 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	125728	125677	126627	127817	129518	131531	132689
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-51	950	1190	1701	2013	1158
Годовой темп прироста, %	–	-0,04	0,76	0,94	1,33	1,55	0,88
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	123026	122975	123925	125115	126816	127479	128637
Годовой темп прироста, %	–	-0,04	0,77	0,96	1,36	0,52	0,91
<i>Московская область</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	65617	65589	65914	66437	66780	68322	68809
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-28	325	523	343	1542	487
Годовой темп прироста, %	–	-0,04	0,50	0,79	0,52	2,31	0,71
Доля потребления электрической энергии Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	52,2	52,2	52,1	52,0	51,6	51,9	51,9
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	62915	62887	63212	63735	64078	64270	64757
Годовой темп прироста, %	–	-0,04	0,52	0,83	0,54	0,30	0,76

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Доля потребления электрической энергии Московской области без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме в энергосистеме г. Москвы и Московской области без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, %	51,1	51,1	51,0	50,9	50,5	50,4	50,3

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Москвы и Московской области прогнозируется на уровне 132689 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,59 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области прогнозируется в 2029 году и составит 2013 млн кВт·ч или 1,55 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 51 млн кВт·ч или 0,04 %.

Потребление электрической энергии по территории Московской области прогнозируется на уровне 68809 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,27 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Московской области прогнозируется в 2029 году и составит 1542 млн кВт·ч или 2,31 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 28 млн кВт·ч и или 0,04 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Московской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 44.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Московской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 17.

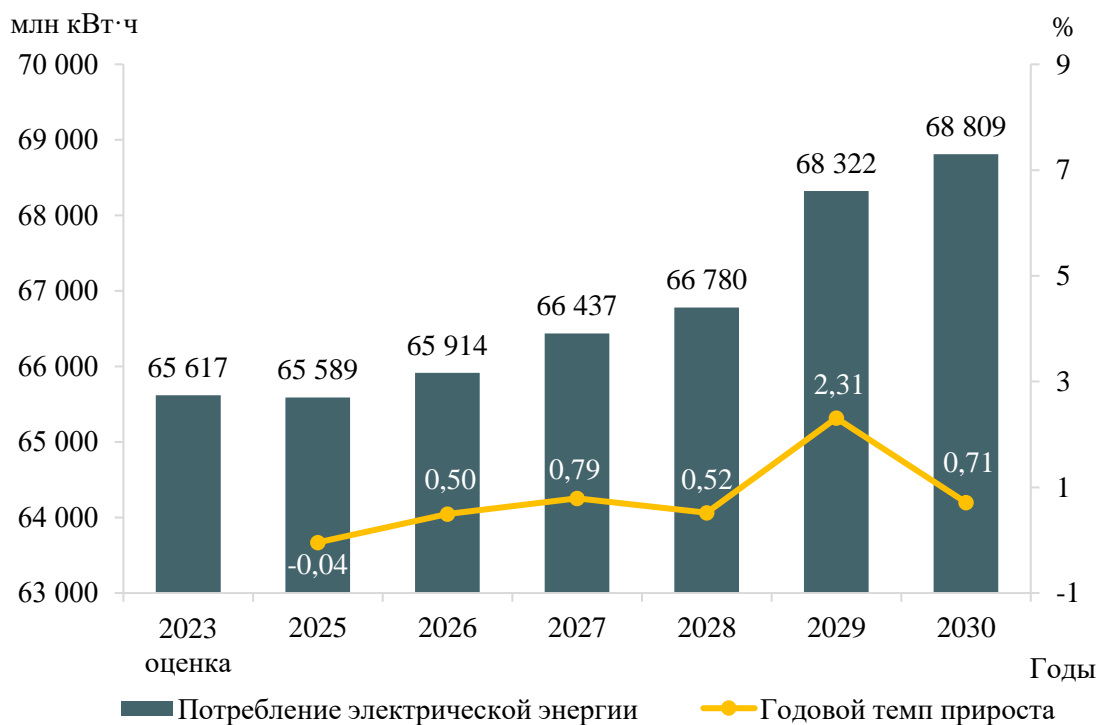


Рисунок 17 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Московской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии и мощности по территории Московской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления населением и приравненных к нему потребителей, связанное с ростом объемов жилищного строительства;
- ростом потребления в сфере услуг;
- развитие транспортной инфраструктуры.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, в том числе по Московской области, на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 46.

Таблица 46 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	20450	20850	21220	21530	21850	22140	22440
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	400	370	310	320	290	300
Годовой темп прироста, %	–	1,96	1,77	1,46	1,49	1,33	1,36

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	6016	5898	5840	5811	5804	5758	5732
<i>Московская область</i>							
Потребление мощности Московской области на максимум энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	10330	10450	10600	10720	10870	10970	11090
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	120	150	120	150	100	120
Годовой темп прироста, %	–	1,16	1,44	1,13	1,40	0,92	1,09
Доля потребления мощности Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	50,5	50,1	50,0	49,8	49,7	49,5	49,4
Число часов использования потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6091	6018	5963	5945	5895	5859	5839

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области к 2030 году прогнозируется на уровне 22440 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,81 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 400 МВт или 1,96 %, что обусловлено планируемым вводом объектов сферы услуг и жилищных комплексов, наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 290 МВт или 1,33 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5732 ч/год.

Потребление мощности Московской области к 2030 году прогнозируется на уровне 11090 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,14 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 и 2028 годах и составит 150 МВт или 1,44 % и 1,40 % соответственно, наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 100 МВт или 0,92 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Московской области в прогнозный период останется достаточно разуплотненным. Число часов использования потребления мощности к 2030 году прогнозируется на уровне 5839 ч/год.

Годовой режим электропотребления Московской области немного плотнее, чем режим электропотребления энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом.

Динамика изменения потребления мощности Московской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 18.

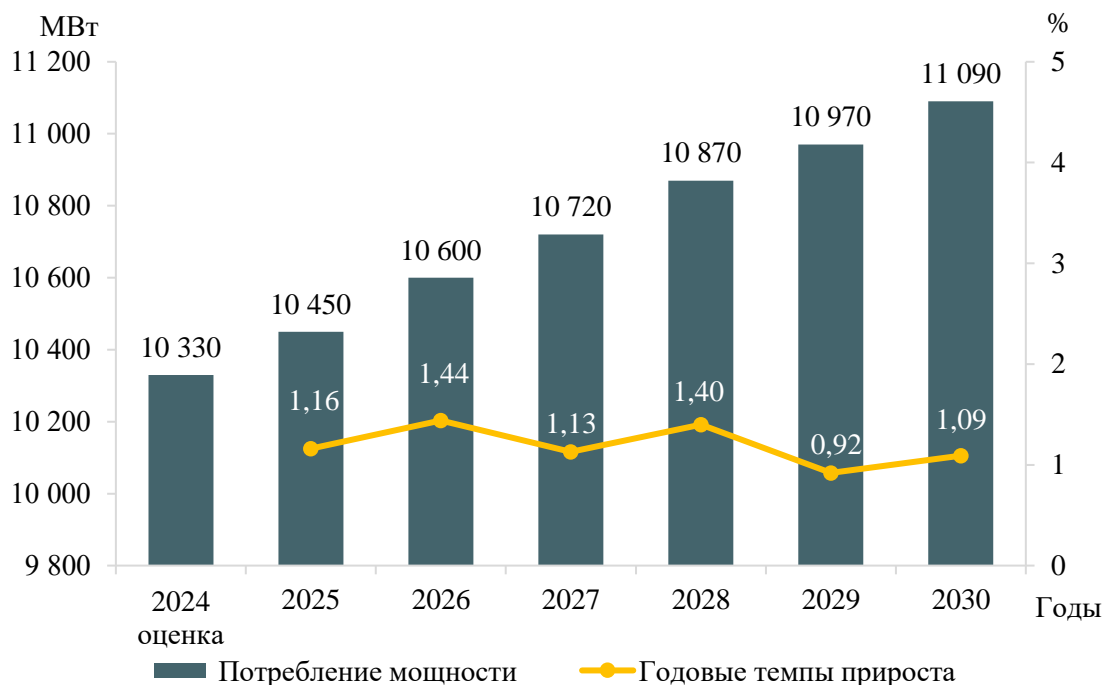


Рисунок 18 – Прогноз потребления мощности энергосистемы Московской области и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2025–2030 годов составляют 77 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	77	–	–	–	–	–	77
ТЭС	–	77	–	–	–	–	–	77

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской

области, в 2024 году ожидаются в объеме 70 МВт. В период 2025–2030 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 1946,4 МВт, в том числе: на ТЭС – 1106,4 МВт, на ГАЭС – 840,0 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	70,0	210,0	–	–	1736,4	–	–	1946,4
ГАЭС	–	–	–	–	840,0	–	–	840,0
ТЭС	70,0	210,0	–	–	896,4	–	–	1106,4

В 2028 году планируется завершение строительства Загорской ГАЭС-2 установленной мощностью 840 МВт.

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на Каширской ГРЭС (2×ПГУ-450).

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 10 МВт на ТЭЦ-22 Мосэнерго.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2030 году составит 7434 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 77,26 % в 2023 году до 71,92 % в 2030 году, доля ГАЭС с 0,86 % до 0,64 %, доля ГАЭС увеличится с 21,88 % до 27,44 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, представлена в таблице 49. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, представлена на рисунке 19.

Таблица 49 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	5554,6	5697,6	5697,6	5697,6	7434,0	7434,0	7434,0

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ГЭС	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4
ГАЭС	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	4307,2	4450,2	4450,2	4450,2	5346,6	5346,6	5346,6

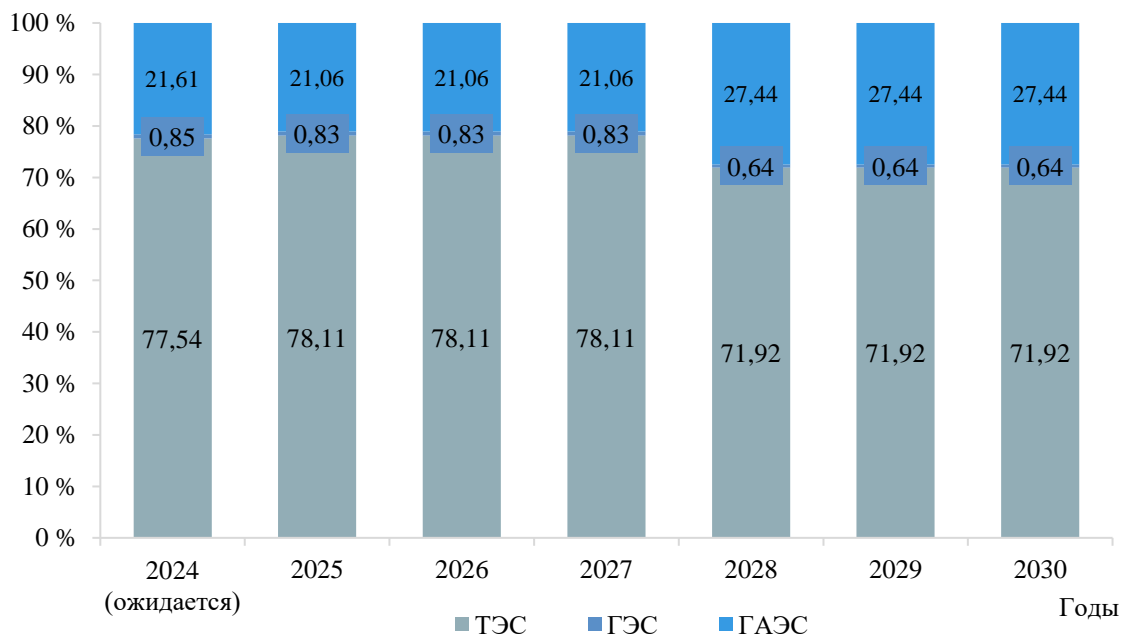


Рисунок 19 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.



#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы**

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 50.

Таблица 50 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,9	–	–	–	–	–	–	–	5,9	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17
2	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	–	–	18,5	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.
3	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «К-ФЛЕКС», ООО «Компания Промсервис», ПК «Новая Жизнь», Физ. лицо

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

В таблице 51 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Московской области.

Таблица 51 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Московской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС – Ярцево № 1 и ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС – Ярцево № 2 ориентировочной протяженностью 30 км каждая	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×30	–	–	60	Обеспечение выдачи мощности Загорская ГАЭС-2	АО «Загорская ГАЭС-2»	–	1000
2	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино на ПС 500 кВ Ярцево ориентировочной протяженностью 6 км каждая	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×6	–	–	12				
3	Реконструкция ПС 220 кВ Ярцево со строительством ОРУ 500 кВ с установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	2×500	–	–	1000				
4	Строительство КРУЭ 220 кВ Каширская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	х	–	–	–	–	х	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности Каширской ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	1020
5	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-ФЛЕКС», ОАО «РЖД», ООО «Компания Промсервис»	ООО «К-ФЛЕКС»	–	7
			220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250		ОАО «РЖД», ООО «Компания Промсервис»	– 3,2	19,661 5,4
6	Строительство ПС 220 кВ Заводская с трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 220/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «АГК-1»	220	МВА	1×95 1×16 1×16	–	–	–	–	–	–	127	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10
7	Строительство ПС 220 кВ Кратово с трансформаторами Т-1 220/20/20 кВ и Т-2 220/20/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	– –	27 18
8	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево на ПС 220 кВ Кратово ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	2×0,5	–	–	–	–	–	1				
9	Реконструкция КВЛ 220 кВ Очаково – Подушкино (замена кабельного участка от ПП 225 ПС 220 кВ Подушкино до ПС 220 кВ Подушкино) ориентировочной протяженностью 0,125 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	0,125	–	–	–	–	–	–	0,125	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва», ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр»	АО «ОЭЗ «Технополис Москва» ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр»	– – – –	40,0 20,0 2,0 5,0

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
10	Реконструкция КВЛ 220 кВ Подушкино – Нововнуково (замена кабельного участка от ПП 225 ПС 220 кВ Подушкино до ПС 220 кВ Подушкино) ориентировочной протяженностью 0,14 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	0,14	–	–	–	–	–	–	–	0,14	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	–	40,0
11	Реконструкция ПС 110 кВ Ивановская со строительством КРУЭН 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	–	400	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»	ООО «СтройИнвест» ООО «СЗ «Санино 1» ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх» ООО «Гольф-клуб «Сколково» ОАО «РЖД»	– – 5,0 2,24 –	6 9,5 5,0 4,76 4,99
12	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	2,8					
13	Строительство РП 110 кВ Восход с заходами (в месте сплетения ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород) КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х					
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Ивановская до РП 110 кВ Восход ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×9	–	–	–	–	18					
15	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8					
16	Реконструкция КВЛ 110 кВ Нахабино – Слобода с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 10,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	10,5	–	–	–	–	–	–	10,5	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Парцель», ООО «Ронд», ООО «СЗ «Гранель П», Фонд «Специальные проекты Фонда защиты прав граждан – участников долевого строительства», Управление делами Президента Российской Федерации, ОАО «РЖД»	ООО «Парцель» ООО «Ронд» ООО «СЗ «Гранель П», Фонд «Специальные проекты Фонда защиты прав граждан – участников долевого строительства», Управление делами Президента Российской Федерации, ОАО «РЖД»	7,5 – – – – –	10,5 8,8 6 7,72 17,241 4,51 9,605	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
17	Реконструкция ПС 110 кВ Акулово с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС Минобороны РФ»	ФКП «УЗКС Минобороны РФ»	2,386	2,997
18	Реконструкция ПС 110 кВ Сестра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ и Т-3 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на три трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и с установкой трансформатора Т-4 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ММО «ОИЯИ»	110	МВА	3×16 1×16	–	–	–	–	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя ММО «ОИЯИ»	ММО «ОИЯИ»	25,4	9,6
19	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	9,605
20	Реконструкция ПС 110 кВ Манихино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,661
21	Строительство КВЛ 110 кВ Слобода – Дедово II цепь ориентировочной протяженностью 5,988 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,988	–	–	–	–	–	–	–	5,988	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «Истра-Логистика»	ОАО «РЖД» ООО «Истра-Логистика»	– –	19,661 4,998
22	Реконструкция ПС 110 кВ Румянцево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ПК «Новая Жизнь», Физ. лицо	ОАО «РЖД» ПК «Новая Жизнь» Физ. лицо	– – –	12,31 1,5 1
23	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	–	–	18,5	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-ФЛЕКС», ООО «ГАГАРА», ПК «Новая Жизнь», ОАО «РЖД», Физ. лицо	ООО «К-ФЛЕКС» ООО «ГАГАРА» ПК «Новая Жизнь» ОАО «РЖД» Физ. лицо	– – – – –	7 3,05 1,5 12,31 2,4 4,814 1

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
24	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «К-ФЛЕКС», ПК «Новая Жизнь», Физ. лицо	ОАО «РЖД» ООО «К-ФЛЕКС» ПК «Новая Жизнь» Физ. лицо	– – – –	12,31 7 1,5 1
25	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 110 кВ Грибово – Сычи на ПС 110 кВ Панфиловская ориентировочной протяженностью 21,2 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	21,2	–	–	–	–	–	–	21,2	Обеспечение технологического присоединения потребителей, ООО «К-ФЛЕКС», ООО «ГАГАРА», ОАО «РЖД»	ООО «К-ФЛЕКС» ООО «ГАГАРА» ОАО «РЖД»	– – –	7 3,05 4,814 2,4
26	Строительство ЛЭП 110 кВ Гулево – Санаторная ориентировочной протяженностью 5,7 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,7	–	–	–	–	–	–	5,7	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ММЦ Усадь»	ООО «ММЦ Усадь»	–	5,4
27	Реконструкция ВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная с образованием новой ВЛ 110 кВ Пахра – Барыбино	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ММЦ Усадь»	ООО «ММЦ Усадь»	–	5,4
28	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Гулево – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС Шепчинки с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 1,3 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×1,3	–	–	–	–	–	–	2,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АЛЬФАТЕХФОРМ»	ООО «АЛЬФАТЕХФОРМ»	–	9,6
29	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Пахра – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС Новоцементная с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 12,1 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×12,1	–	–	–	–	–	–	24,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АЛЬФАТЕХФОРМ»	ООО «АЛЬФАТЕХФОРМ»	–	9,6
30	Строительство ПС 110 кВ Аксёново с трансформатором Т-2 110/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «АГК-1»	110	МВА	1×95 1×16 1×16	–	–	–	–	–	–	127	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10
31	Строительство захода ВЛ 110 кВ Тимохово – Булгаково II цепь на ПС 110 кВ Аксёново ориентировочной протяженностью 2,36 км и 2,485 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2,36 2,485	–	–	–	–	–	–	4,845				
32	Строительство ПС 110 кВ Хметьево с трансформатором Т-2 110/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «АГК-1»	110	МВА	1×95 1×16 1×16	–	–	–	–	–	–	127	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
33	Строительство захода КВЛ 110 кВ Сигма – Сенеж на ПС 110 кВ Хметьево ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	–	13				
34	Реконструкция ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЖК «Молоково», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «ФОРУМ-ИНВЕСТ»	ООО «ЖК «Молоково», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «ФОРУМ-ИНВЕСТ»	1,8 – – –	4,6 4,43 3,755 3,965 5
35	Реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РАЗПРИНТ», ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета», ООО «ПРОМИН»	ООО «РАЗПРИНТ» ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета» ООО «ПРОМИН»	– – –	1,5 7 2,9
36	Реконструкция ПС 110 кВ Раменская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Раменское приборостроительное конструкторское бюро»	АО «Раменское приборостроительное конструкторское бюро»	–	0,9
37	Реконструкция ПС 110 кВ Туменская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Базовые системы», ООО «Озерский продукт»	ООО «Базовые системы» ООО «Озерский продукт»	– –	1,22 0,9



№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
38	Реконструкция ПС 110 кВ Венюково с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС МО РФ»	ФКП «УЗКС МО РФ»	–	0,784
39	Реконструкция ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Самолет Олимп»	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	9,601	2,299
40	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с установкой третьего трансформатора 110/20 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ», ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик»	ООО «СЗ «МИЦ-ИНВЕСТ-СТРОЙ» ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик»	6,7 7	13,3 16
41	Реконструкция ПС 110 кВ Можайск с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ДорХан – Можайск», ООО «НИСА», ООО «ИНВЕСТСТРОЙБЕТОН»	ООО «ДорХан – Можайск» ООО «НИСА» ООО «ИНВЕСТ-СТРОЙБЕТОН»	3 – –	12 2,54 0,85
42	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 9,4 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	9,4	–	–	–	–	–	–	9,4	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы», ОАО «РЖД», ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ», ООО «Спортмастер», ООО «Импортлогистик», ООО «Гринтех»	ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы» ОАО «РЖД» ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТ-СТРОЙ» ООО «Спортмастер» ООО «Импортлогистик» ООО «Гринтех»	– – 6,7 – –	9,7 11,65 13,3 7,5 11,5 9,115
43	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 6,6 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	6,6	–	–	–	–	–	–	6,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы», ОАО «РЖД», ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ», ООО «Спортмастер», ООО «Импортлогистик», ООО «Гринтех»	ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы» ОАО «РЖД» ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТ-СТРОЙ» ООО «Спортмастер» ООО «Импортлогистик» ООО «Гринтех»	– – 6,7 – –	9,7 11,65 13,3 7,5 11,5 9,115

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
44	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Спортмастер», ООО «Элмонт Энерго»	ООО «Спортмастер» ООО «Элмонт Энерго»	– 1,3	7,5 3,2
45	Сооружение ЛЭП 110 кВ Северово – Фетищево № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2,25 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	2×2,25	–	–	4,5	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Городская Земельная Компания», ООО СЗ «ВЫБОР № 1», АНО «РСИО», ГУП «М.Прогресс», Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «Внуково Логистик»	ООО «Городская Земельная Компания» ООО СЗ «ВЫБОР № 1» АНО «РСИО», ГУП «М.Прогресс» Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «Внуково Логистик»	– – – 4,918 –	7 3,271 1,44 3,173 6,383 13
46	Реконструкция ПС 110 кВ Желтиково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	6,319
47	Реконструкция ПС 110 кВ Бужаниново с установкой трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	24,5
48	Реконструкция ПС 110 кВ Сетовка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	7,862
49	Реконструкция ПС 110 кВ Дюдьково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	5,266
50	Реконструкция ПС 110 кВ Овражки с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	7,13

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
51	Реконструкция ПС 110 кВ Пушино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрация городского округа Пушкино	Администрация городского округа Пушкино	–	10
52	Реконструкция ПС 110 кВ Клин с установкой двух дополнительных трансформаторов напряжением 110/10/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мега-торг»	ООО «Мега-торг»	–	0,9
53	Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо	Физ. лицо	–	4
54	Реконструкция ПС 110 кВ Сухарево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Богаевский карьер»	ООО «Богаевский карьер»	1,2	1,8
55	Реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик», ООО «Е-ИНВЕСТ»	ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик» ООО «Е-ИНВЕСТ»	– 0,809	2 0,34

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
56	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПК Печагин»	ООО «ПК Печагин»	–	1,2
57	Реконструкция ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей Физ. лицо., ООО «Хохланд Руссланд»	Физ. лицо. ООО «Хохланд Руссланд»	– –	2,5 3
58	Реконструкция ПС 110 кВ Бор с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо	Физ. лицо	–	2,5
59	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЦАГИ – Раменская I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×6,735	–	–	–	–	–	13,47	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СпецПромКомпания»	ООО «СпецПромКомпания»	–	4,8
60	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бронницы тяговая – Гжель с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	15,051	–	–	–	–	–	15,051				
61	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нежино – Гжель с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	12,83	–	–	–	–	–	12,83				
62	Реконструкция ПС 110 кВ Котельники с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Компания АТОЛ»	АО «Компания АТОЛ»	–	1,392
63	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечногорск с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо	Физ. лицо	0,87	2,47

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
64	Строительство ПС 110 кВ Тетерино с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя Московская дистанция электроснабжения Октябрьской дирекции инфраструктуры Октябрьской ж/д – филиала ОАО «РЖД»	Московская дистанция электроснабжения Октябрьской дирекции инфраструктуры Октябрьской ж/д – филиала ОАО «РЖД»	13,35	–
65	Строительство двух ВЛ 110 кВ Клин – Тетерино ориентировочной протяженностью 4,1 км каждая	ОАО «РЖД»	110	км	2×4,1	–	–	–	–	–	–	8,2		ООО «Технопарк Софьино»	–	4,99
66	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы тяговая с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»	ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»	–	1
67	Реконструкция ПС 110 кВ Лаговская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Интеграл+»	ООО «Интеграл+»	–	3
68	Реконструкция ПС 110 кВ Успенская с заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-3 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «МЭК», АО «Особое конструкторское бюро кабельной промышленности»	ОАО «МЭК» АО «Особое конструкторское бюро кабельной промышленности»	– –	2,303 2
69	Реконструкция ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
70	Реконструкция ПС 110 кВ Мамоново с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Аметист»	ООО «Специализированный застройщик «Аметист»	–	0,71
71	Реконструкция ПС 110 кВ Мамонтовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «БЁРНЕР ИСТ»	ООО «БЁРНЕР ИСТ»	–	2
72	Реконструкция ПС 110 кВ Полиграф с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Альтернативные Строительные Концепции», ЗАО «Чеховский мебельный комбинат», ООО «МолоПак»	ООО «Альтернативные Строительные Концепции» ЗАО «Чеховский мебельный комбинат» ООО «МолоПак»	– – –	2,28 2 5
73	Реконструкция ПС 110 кВ Кашино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО СК «Альфа Строй»	ООО СК «Альфа Строй»	–	10
74	Реконструкция ПС 110 кВ Поведино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	3,58	4,95
75	Реконструкция ПС 110 кВ Железнодорожная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	3×40	–	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	34,83	4,95
76	Реконструкция двухцепной КВЛ 110 кВ Мячково – Тураево I, II цепь с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 2,6 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×2,6	–	–	–	–	–	–	5,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО СЗ «Страна Домодедово»	ООО СЗ «Страна Домодедово»	–	20
77	Реконструкция ПС 110 кВ Болятино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	–	200	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Импортологистик»	ООО «Импортологистик»	–	11,5

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
78	Реконструкция ПС 110 кВ Гжель с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	4,99
79	Реконструкция ПС 110 кВ Поварово с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ»	ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ»	–	3
80	Реконструкция ПС 110 кВ Поварово с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	4,95
81	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Сигма – Сенеж на ПС 110 кВ Поварово ориентировочной протяженностью 1,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×1,5	–	–	–	–	–	3				
82	Реконструкция участков ВЛ 110 кВ Грибово – Волоколамск I, II цепь, ВЛ 110 кВ Грибово – Шаховская I, II цепь с целью перевода точек присоединения ВЛ 110 кВ Грибово – Волоколамск II цепь с 4 сек. 110 кВ на 3 сек. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Грибово – Шаховская I цепь с 3 сек. 110 кВ на 4 сек. 110 кВ в ОРУ 110 кВ ПС 750 кВ Грибово	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», Физ. лицо	ОАО «РЖД» Физ. лицо	– – –	12,31 2,4 0,84
83	Строительство второй ВЛ 110 кВ Хлебниково – Луговая ориентировочной протяженностью 14,7 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	14,7	–	–	–	–	–	–	–	14,7	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Атомдата-Шереметьево»	ООО «Атомдата-Шереметьево»	–	16

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
84	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СпецПромКомпания», ООО «Руберг», ООО «Девиденд»	ООО «Девиденд» ООО «СпецПромКомпания» ООО «Руберг»	– – –	3,0 4,8 1,5
85	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Товарищество Бахрушиных»	ООО «Товарищество Бахрушиных»	–	2
86	Реконструкция ПС 110 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Гарант-Логистик»	ООО «Гарант-Логистик»	–	1
87	Реконструкция ПС 110 кВ Кашино с установкой дополнительного трансформатора 110/10 кВ мощностью 20 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×20	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	4,95
88	Реконструкция ПС 110 кВ Чанки с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя МУП «Тепло Коломны» объединенные инженерные системы	МУП «Тепло Коломны» объединенные инженерные системы	–	0,73



№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
89	Реконструкция ПС 110 кВ Соловьево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «КАР ВИЛЛАДЖ»	ООО «КАР ВИЛЛАДЖ»	–	1,4
90	Реконструкция КВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием КВЛ 110 кВ Голицыно – Успенская ориентировочной протяженностью 13,336 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	13,336	–	–	–	–	–	13,336	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «СтройИнвест», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»	ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх» ООО «СтройИнвест» ООО «СЗ «Санино 1» ООО «Гольф-клуб «Сколково» ОАО «РЖД»	5 – – 2,24 –	5 6 9,5 4,76 4,99

### **4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России**

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 52.

Таблица 52 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ЛЭП 750 кВ Грибово – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 135 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	135	135	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.
2	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
3	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	1×180	–	–	–	180	
4	Строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×5	–	–	10	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
5	Строительство ПС 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с заходами ЛЭП 220 кВ <sup>1)</sup>	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
6	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×10	–	20	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
7	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	90	–	–	90	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
8	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-ФЛЕКС», ОАО «РЖД», ООО «Компания Промсервис»
			220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	
9	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой трансформаторов Т-3 220/110 кВ и Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА каждый) на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	Реновация основных фондов
			220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	
10	Реконструкция ПС 110 кВ Ивановская со строительством КРУЭН 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
11	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	2,8	ООО «СтройИнвест», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
12	Строительство ПС 220 кВ Чехов с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
13	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Бугры – ГТЭС Коломенское на ПС 220 кВ Чехов ориентировочной протяженностью 1,62 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,62	–	–	–	–	3,24	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
14	Строительство ПС 220 кВ Дементьево с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
15	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Нежино II цепь на ПС 220 кВ Дементьево ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	9	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
16	Строительство ПС 220 кВ Данилово с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
17	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Данилово ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
18	Строительство ПС 220 кВ Ромашково (в Одинцовском г.о.) с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый <sup>1)</sup>	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
19	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый <sup>1)</sup>	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×1	–	–	–	2	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
20	Строительство РП 110 кВ Восход с заходами (в месте сплетения ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород) КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»
			110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	
21	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Ивановская до РП 110 кВ Восход ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×9	–	–	–	–	18	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
22	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	–	8	
23	Реконструкция КВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием КВЛ 110 кВ Голицыно – Успенская ориентировочной протяженностью 13,336 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	13,336	–	–	–	–	–	–	13,336	
24	Строительство второй ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя ориентировочной протяженностью 10 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17
25	Реконструкция ПС 110 кВ Звенигород с установкой двух трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26	Строительство ПС 110 кВ Наукоград (в г.о. Дубна) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый <sup>1)</sup>	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	–	50	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
27	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Ивановская ГЭС – Темпы I (II) цепь с отпайками на ПС 110 кВ Наукоград ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый <sup>1)</sup>	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	–	1	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
28	Строительство заходов ЛЭП 110 кВ на ПС 500 кВ Дорохово	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	–	х	–	–	–	–	х	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Примечание – <sup>1)</sup> Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.

**4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям**

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 53.

Таблица 53 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Гжель с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечногорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
			110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо
3	Реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета», ООО «ПРОМИН», ООО «РАЗПРИНТ»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Алабушево с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-3 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый и заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
			110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Товарищество Бахрушиных»
6	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
7	Реконструкция ПС 110 кВ Мамонтовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «БЁРНЕР ИСТ»
8	Реконструкция ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «МЭЖ», АО «Особое конструкторское бюро кабельной промышленности»
9	Реконструкция ПС 110 кВ Время с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
10	Реконструкция ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Хохланд Руссланд», Физ. лицо
11	Реконструкция ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЖК «Молоково», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»



№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
12	Реконструкция ПС 110 кВ Раменская с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Раменское приборостроительное конструкторское бюро»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Лаговская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»
14	Реконструкция ПС 110 кВ Лопасня с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
15	Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо
16	Реконструкция ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
17	Реконструкция ПС 110 кВ Павшино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
18	Реконструкция ПС 110 кВ Малаховка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
19	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПК Печагин»
20	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Спортмастер», ООО «Элмонт Энерго»
21	Реконструкция ПС 110 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Гарант-Логистик»
22	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
23	Реконструкция ПС 110 кВ Клин с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 100 МВА каждый <sup>1)</sup>	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мега-торг»
24	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25	Реконструкция ПС 110 кВ Ям с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
27	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрация городского округа Пушкино
28	Реконструкция ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Самолет Олимп»
29	Реконструкция ПС 110 кВ Волоколамск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
30	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
31	Реконструкция ПС 110 кВ Климовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
32	Реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик», ООО «Е-ИНВЕСТ»
33	Реконструкция ПС 110 кВ Туменская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Базовые систем», ООО «Озерский продукт»
34	Реконструкция ПС 110 кВ Соловьево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «КАР ВИЛЛАДЖ»
35	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
36	Реконструкция ПС 110 кВ Сухарево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Богаевский карьер»
37	Реконструкция ПС 110 кВ Голицыно с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
38	Реконструкция ПС 110 кВ Новые Подлипки с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
39	Реконструкция ПС 110 кВ Успенская с заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-3 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Интеграл+»
40	Реконструкция ПС 110 кВ Можайск с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ДорХан-Можайск», ООО «НИСА», ООО «ИНВЕСТСТРОЙБЕТОН»
41	Реконструкция ПС 110 кВ Гальцово с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
42	Реконструкция ПС 110 кВ Гребнево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
43	Реконструкция ПС 110 кВ Шаховская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
44	Реконструкция ПС 110 кВ Бруски с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
45	Реконструкция ПС 110 кВ Руза с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
46	Реконструкция ПС 110 кВ Лидино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
47	Реконструкция ПС 110 кВ Верея с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
48	Реконструкция ПС 110 кВ Стрелецкая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
49	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СпецПромКомпания», ООО «Руберг», ООО «Девиденд»
50	Реконструкция ПС 110 кВ Венюково с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС МО РФ»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
51	Реконструкция ПС 110 кВ Рыболово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
52	Реконструкция ПС 110 кВ Гришенки с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
53	Строительство новой ПС 110 кВ в районе д. Першутино с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
54	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на новую ПС 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×0,05	–	–	–	–	–	–	0,1	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
55	Реконструкция ПС 110 кВ Добрыниха с установкой трансформатора Т-4 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Примечание – <sup>1)</sup> Технические решения могут быть уточнены в рамках предпроектного обследования при разработке ПД.

## 5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2024 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [5]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2024 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [6], п. 381, (таблица 54).

Таблица 54 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2023	2024
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	109,1

### 5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей района ПС 35 кВ Петровская

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2045 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.



Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 55 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей района ПС 35 кВ Петровская

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (реконструкция ПС 35 кВ Петровская с переводом на напряжение 110 кВ)									
Реконструкция ПС 35/10 кВ Петровская с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×16	110-5Н / 3	35-9 / 9 (из них 4 существующие)	10-9 /	964,22
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Румянцево – Ядрошино ориентировочной протяженностью 6,271 км каждый	110	1×2×6,271	АС-150	–	–	–	–	–	182,73
Итого по варианту № 1									1146,95
Вариант № 2 (реконструкция существующей сети 35–110 кВ)									
Реконструкция ПС 110 кВ Румянцево с заменой устройств РЗА и (или) перерасчет уставок защит ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I, II цепь	–	–	–	35	–	–	–	–	2,01
Итого по варианту № 2									2,01

Таблица 56 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб. (без НДС)	1146,95	2,01
<i>То же в %</i>	<i>57062 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб. (без НДС)	323,26	2,37
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб. (без НДС)	1208,39	3,17
<i>То же в %</i>	<i>38067 %</i>	<i>100 %</i>

Таблица 57 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей района ПС 35 кВ Петровская в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	1146,95	382,32	382,32	382,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																						
ВЛ	964,22	321,41	321,41	321,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	182,73	60,91	60,91	60,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																						
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	323,26	0,00	0,00	0,00	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96
в том числе:																						
ВЛ	138,85	0,00	0,00	0,00	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	184,42	0,00	0,00	0,00	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1470,21	382,32	382,32	382,32	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1208,39	382,32	354,00	327,77	14,26	13,20	12,22	11,32	10,48	9,70	8,98	8,32	7,70	7,13	6,60	6,11	5,66	5,24	4,85	4,49	4,16	3,85

Таблица 58 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей района ПС 35 кВ Петровская в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	21
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	2,01	2,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2,01	2,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	2,37	0,00	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
в том числе:																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2,37	0,00	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	4,38	2,01	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	3,17	2,01	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Как видно из таблицы 56, наиболее экономичным вариантом развития сетей района ПС 35 кВ Петровская является вариант № 2.

Вариант № 1 в 380 раз дороже, чем вариант № 2. При таком соотношении суммарных дисконтированных затрат проведение анализа чувствительности нецелесообразно, т. к. ухудшение исходных показателей варианта № 2 даже на 30 % не приведет к изменению соотношения вариантов.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

## **5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей района ПС 35 кВ Голубино**

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2041 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 59 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей района ПС 35 кВ Голубино

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	6 кВ	
Вариант № 1 (реконструкция ПС 35 кВ Голубино с переводом на напряжение 110 кВ)									
Реконструкция ПС 35/6 кВ Голубино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 35/6 кВ мощностью 3,2 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110/35/6	2×25	110-5Н / 3	35-9 / 5 (из них 1 новая ячейка, 4 существующие)	6-9 /	808,87
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шерна – Черноголовка ориентировочной протяженностью 9 км каждый	110	1×2×9	АС-150	–	–	–	–	–	261,37
Установка АВРЛ МВ ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово на ПС 110 кВ Фрязино	–	–	–	35	–	–	–	–	2,54
Установка АВРЛ МВ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово на ПС 110 кВ Софрино	–	–	–	35	–	–	–	–	2,54
Реконструкция ПС 35 кВ Горелово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Голубино с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
<b>Итого по варианту № 1</b>									<b>1085,86</b>
Вариант № 2 (реконструкция существующей сети 35–110 кВ)									
Реконструкция ПС 110 кВ Софрино с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности	35	1×1×0,01	АС-95	35	–	–	–	–	5,28
Реконструкция ПС 35 кВ Глебово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Гудово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности	35	1×1×0,01	АС-95	35	–	–	–	–	5,28
Реконструкция ПС 35 кВ Гудово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности	35	1×1×0,01	АС-70	35	–	–	–	–	5,28
Реконструкция ПС 35 кВ Горелово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности	35	1×1×0,01	АС-70	35	–	–	–	–	5,28
Реконструкция ПС 35 кВ Горелово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Голубино с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Голубино с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово протяженностью 12,18 км с увеличением пропускной способности	35	1×1×0,01	АС-95	–	–	–	–	–	18,69
Реконструкция ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово протяженностью 13,25 км с увеличением пропускной способности	35	1×1×0,01	АС-70	–	–	–	–	–	20,10
Реконструкция ПС 35 кВ Голубино с установкой БСК мощностью 6 Мвар	–	–	–	35	1×6	–	35-9 / 1	–	54,91
Реконструкция ПС 35 кВ Горелово с установкой БСК мощностью 4,2 Мвар	–	–	–	35	1×4,2	–	35-9 / 1	–	52,84
<b>Итого по варианту № 2</b>									<b>188,74</b>

Таблица 60 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб. (без НДС)	1085,86	188,74
<i>То же в %</i>	<i>575 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб. (без НДС)	700,64	127,33
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб. (без НДС)	1360,04	246,03
<i>То же в %</i>	<i>553 %</i>	<i>100 %</i>

Таблица 61 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей района ПС 35 кВ Голубино в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																	
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	1085,86	356,75	356,75	372,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																		
ВЛ	261,37	87,12	87,12	87,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	824,49	269,62	269,62	285,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																		
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	700,64	0,00	0,00	0,00	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05
в том числе:																		
ВЛ	29,27	0,00	0,00	0,00	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	671,36	0,00	0,00	0,00	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95	47,95
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1786,50	356,75	356,75	372,37	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05	50,05
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1360,04	356,75	330,32	319,24	39,73	36,78	34,06	31,54	29,20	27,04	25,04	23,18	21,46	19,87	18,40	17,04	15,78	14,61

Таблица 62 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей района ПС 35 кВ Голубино в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																	
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	188,74	53,88	134,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																		
ВЛ	38,79	0,00	38,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	149,95	53,88	96,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																		
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	127,33	0,00	0,00	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49
в том числе:																		
ВЛ	3,90	0,00	0,00	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	123,43	0,00	0,00	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23	8,23
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	316,07	53,88	134,87	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	246,03	53,88	124,88	7,28	6,74	6,24	5,78	5,35	4,95	4,59	4,25	3,93	3,64	3,37	3,12	2,89	2,68	2,48



Как видно из таблицы 60, наиболее экономичным вариантом развития сетей района ПС 35 кВ Голубино является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

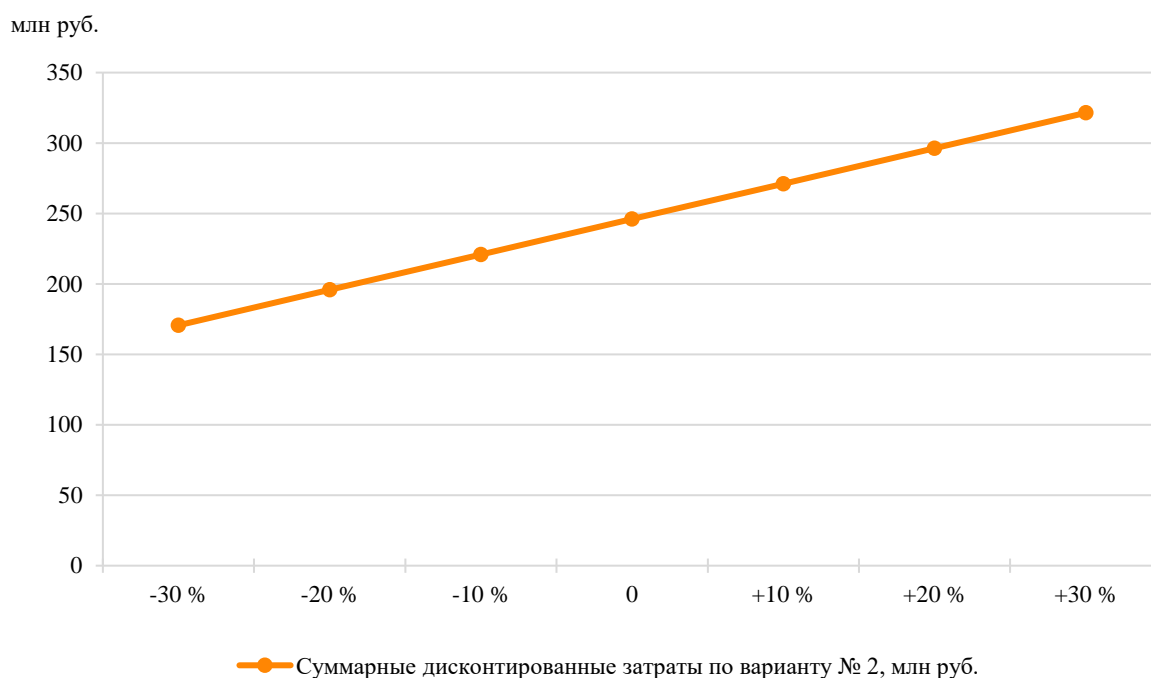
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

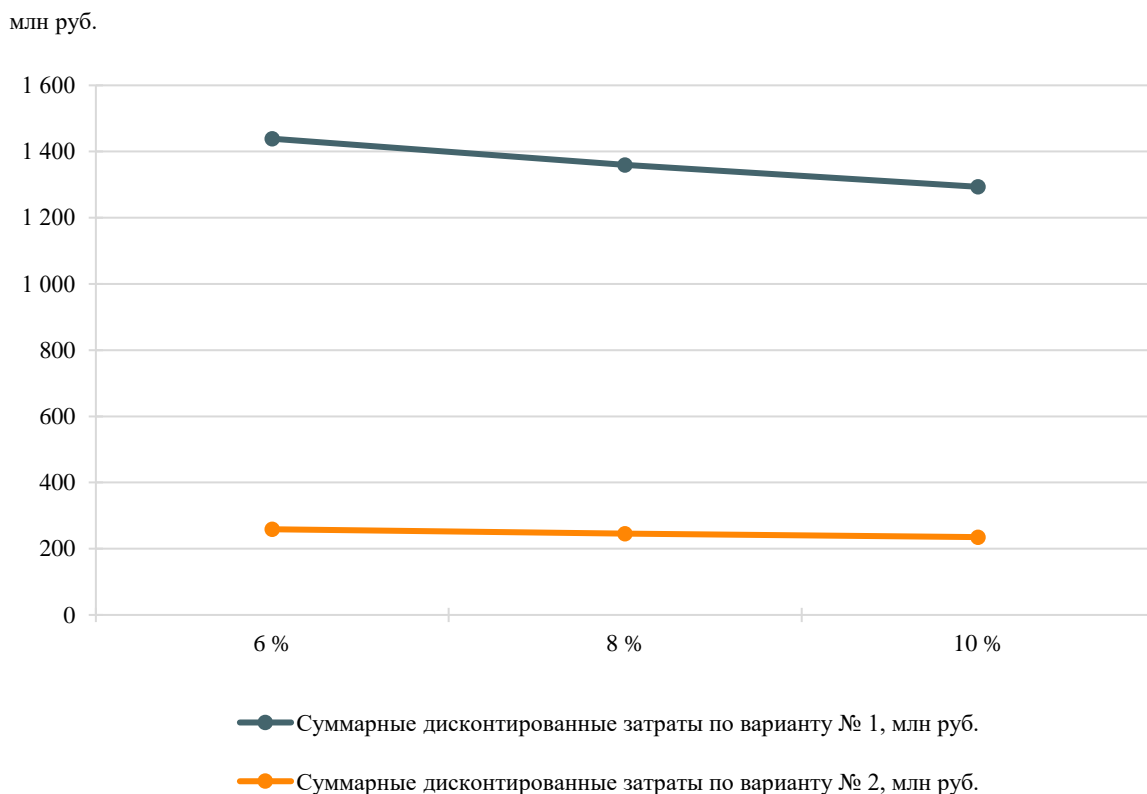
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 20.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	171	196	221	246	271	296	321

Рисунок 20 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 21.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1439	1360	1293
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	259	246	235

Рисунок 21 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 323 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 456 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 также остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 450 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития сетей района ПС 35 кВ Голубино сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

### 5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей района ПС 35 кВ Вахромеево

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по

проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2046 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 63 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей района ПС 35 кВ Вахромеево

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
	110 кВ	35 кВ	6 кВ						
Вариант № 1 (реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на напряжение 110 кВ)									
Реконструкция ПС 35/6 кВ Вахромеево с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ мощностью 4 МВА, Т-2 и Т-3 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110/35/6	2×25	110-5Н / 3	35-9 / 6 (из них 1 новая ячейка, 5 существующие)	6-9 /	812,99
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	110	1×2×0,6	АС-120	–	–	–	–	–	18,32
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Воробьево с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
<b>Итого по варианту № 1</b>									<b>841,85</b>
Вариант № 2 (реконструкция существующей сети 35–110 кВ)									
Реконструкция ПС 110 кВ Поварово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Воробьево с заменой линейного выключателя, ТТ ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	8,13
Реконструкция ПС 35 кВ Воробьево с заменой линейного выключателя, ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	8,13
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	35	1×1×0,01	АС-95	35	–	–	–	–	5,28
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Васильково с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 110 кВ Икша I с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	35	1×1×0,01	АС-70	35	–	–	–	–	5,28
Реконструкция ПС 110 кВ Икша I с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Громово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Громово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Громово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Громово – Васильково с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,27
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с установкой БСК мощностью 6,8 Мвар	–	–	–	35	1×6,8	–	35-9 / 1	–	57,91
<b>Итого по варианту № 2</b>									<b>121,62</b>

Таблица 64 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб. (без НДС)	841,85	121,62
<i>То же в %</i>	<i>692 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб. (без НДС)	908,23	126,27
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб. (без НДС)	1173,86	172,15
<i>То же в %</i>	<i>682 %</i>	<i>100 %</i>

Таблица 65 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей района ПС 35 кВ Вахромеево в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																						
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	841,85	277,10	277,10	287,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																							
ВЛ	18,32	6,11	6,11	6,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	823,53	271,00	271,00	281,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	908,23	0,00	0,00	0,00	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80
в том числе:																							
ВЛ	2,78	0,00	0,00	0,00	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	905,44	0,00	0,00	0,00	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65	47,65
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1750,08	277,10	277,10	287,64	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1173,86	277,10	256,58	246,61	37,95	35,14	32,53	30,12	27,89	25,83	23,91	22,14	20,50	18,98	17,58	16,27	15,07	13,95	12,92	11,96	11,08	10,26	9,50

Таблица 66 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей района ПС 35 кВ Вахромеево в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	121,62	28,96	92,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	121,62	28,96	92,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	126,27	0,00	0,00	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	126,27	0,00	0,00	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	247,89	28,96	92,67	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,20
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	172,15	28,96	85,80	5,41	5,01	4,64	4,30	3,98	3,68	3,41	3,16	2,92	2,71	2,51	2,32	2,15	1,99	1,84	1,71	1,58	1,46	1,35	1,25	1,25

Как видно из таблицы 64, наиболее экономичным вариантом развития сетей района ПС 35 кВ Вахромеево является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

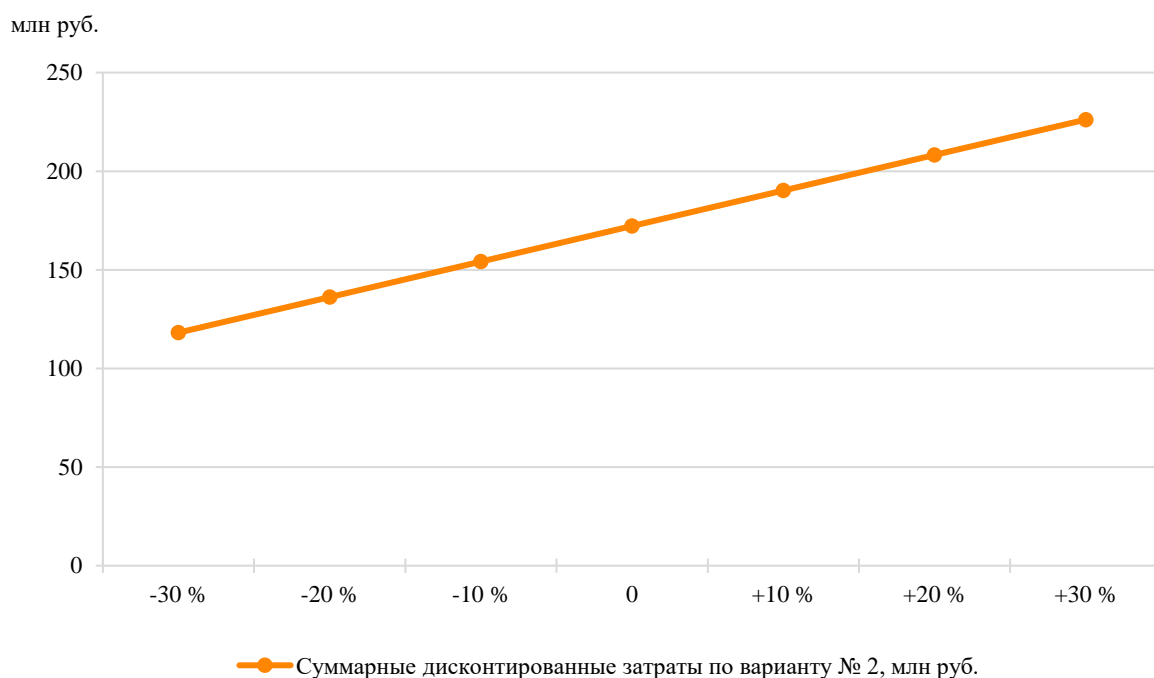
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

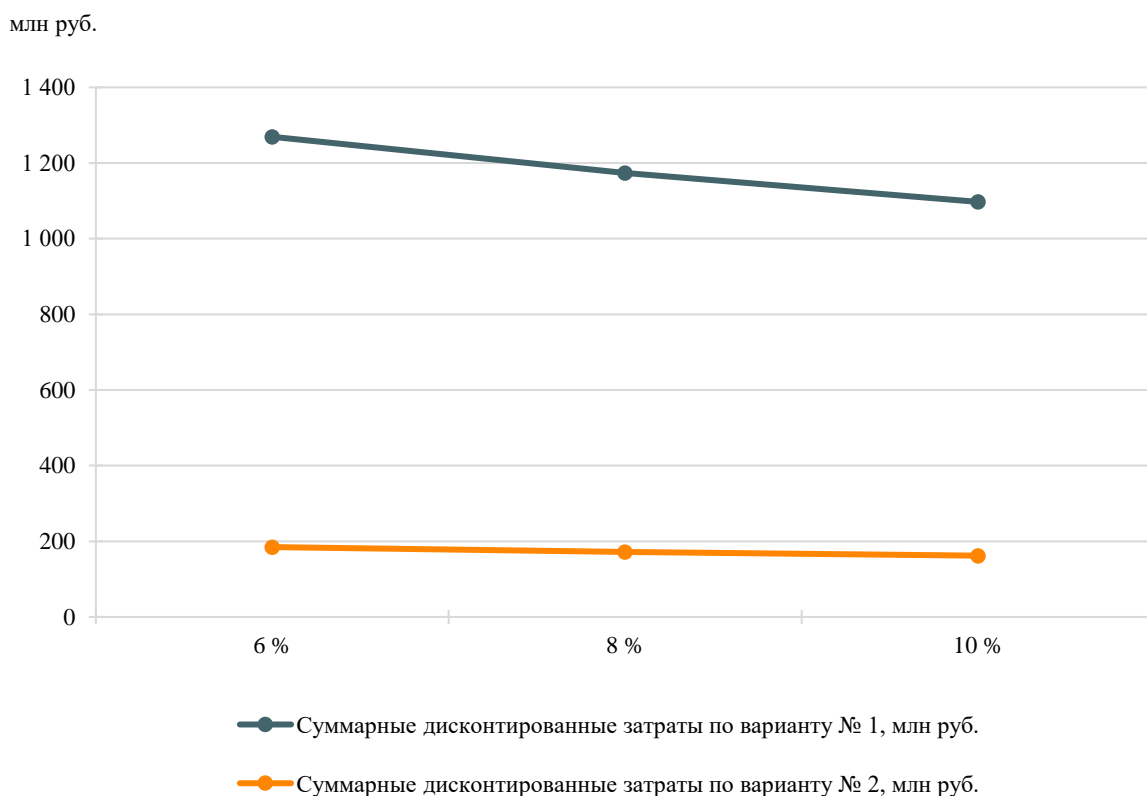
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 22.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	118	136	154	172	190	208	226

Рисунок 22 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 23.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1269	1174	1097
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	185	172	162

Рисунок 23 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 419 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 587 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 также остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 577 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития сетей района ПС 35 кВ Вахромеево сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

#### 5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей района д. Першутино

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по



проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2042 годов, включающий в себя годы строительства и 15 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- кабельные линии электропередачи напряжением 10 кВ и ниже – 2,3 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 10 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 67 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей района д. Першутино

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС	
	Напряжение, кВ	Количество×цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.				
	110 кВ	35 кВ	6 кВ	110 кВ	35 кВ	6 кВ	110 кВ	35 кВ	6 кВ	
Вариант № 1 (строительство новой ПС 110 кВ)										
Строительство новой ПС 110 кВ с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	–	–	–	110/6	2×6,3	110-5Н / 3	–	–	6кВ-9 / 14	929,92
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на новую ПС 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый	110	1×2×0,05	АС-150 (опоры двухцепные, без грозотроса)	–	–	–	–	–	–	1,40
Строительство ВЛ 6 кВ (перевод нагрузки с ПС 35 кВ Першутино на новую ПС 110 кВ) ориентировочной протяженностью 2,9 км	6	1×1×2,9	СИП-3 1×70	–	–	–	–	–	–	22,46
Строительство КЛ 6 кВ ориентировочной протяженностью 0,09 км (в траншее)	6	1×1×0,09	ПвБПг 1×240	–	–	–	–	–	–	3,13
Итого по варианту № 1										956,91
Вариант № 2 (реконструкция существующей сети 35–110 кВ)										
Реконструкция ПС 110 кВ Ямуга с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	–	–	–	110/10/6	2×63	–	–	–	–	370,72
Строительство двух КЛ 6 кВ (перевод нагрузки с ПС 35 кВ Першутино на ПС 110 кВ Ямуга) ориентировочной протяженностью 4,5 км (2,9 км в траншее + 1,6 км ГНБ)	6	1×2×4,5	ПвВнг(А)-LS 1×500 (количество труб-3 шт., диаметр трубы-225 мм)	–	–	–	–	–	–	477,34
Строительство двух КЛ 6 кВ ориентировочной протяженностью 0,3 км (0,1 км в траншее + 0,2 км ГНБ)	6	1×2×0,3	ПвБПг 1×240 (количество труб-3 шт., диаметр трубы-160 мм)	–	–	–	–	–	–	42,46
Установка двух вольтодобавочных трансформаторов 6/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	–	–	–	6/6	2×10	–	–	–	–	32,19
Итого по варианту № 2										922,71

Таблица 68 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб. (без НДС)	956,91	922,71
То же в %	104 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб. (без НДС)	826,92	516,26
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб. (без НДС)	1291,40	1088,68
То же в %	119 %	100 %

Таблица 69 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей района д. Першутино в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	956,91	310,44	323,24	323,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																			
ВЛ	23,86	0,47	11,70	11,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КЛ до 10 кВ	3,13	0,00	1,57	1,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	929,92	309,97	309,97	309,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																			
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
КЛ до 10 кВ	–	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	826,92	0,00	0,00	0,00	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13
в том числе:																			
ВЛ	2,86	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
КЛ до 10 кВ	1,08	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	822,98	0,00	0,00	0,00	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87	54,87
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1783,83	310,44	323,24	323,24	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13	55,13
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1291,40	310,44	299,29	277,12	43,76	40,52	37,52	34,74	32,17	29,78	27,58	25,54	23,64	21,89	20,27	18,77	17,38	16,09	14,90

Таблица 70 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей района д. Першутино в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	922,71	123,57	399,57	399,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																			
КЛ до 10 кВ	519,80	0,00	259,90	259,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	402,91	123,57	139,67	139,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																			
КЛ до 10 кВ	–	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	516,26	0,00	0,00	0,00	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42
в том числе:																			
КЛ до 10 кВ	179,33	0,00	0,00	0,00	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96	11,96
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	336,93	0,00	0,00	0,00	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46	22,46
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1438,97	123,57	399,57	399,57	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42	34,42
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1088,68	123,57	369,97	342,57	27,32	25,30	23,42	21,69	20,08	18,59	17,22	15,94	14,76	13,67	12,66	11,72	10,85	10,05	9,30

Таблица 71 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей района д. Першутино в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб. без НДС</i>	616,97	122,78	247,09	247,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																			
КЛ до 10 кВ	184,50	0,00	92,25	92,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	432,47	122,78	154,84	154,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																			
КЛ до 10 кВ	–	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %	2,30 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб. без НДС</i>	418,88	0,00	0,00	0,00	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93
в том числе:																			
КЛ до 10 кВ	63,65	0,00	0,00	0,00	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	355,23	0,00	0,00	0,00	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68	23,68
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	1035,85	122,78	247,09	247,09	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93	27,93
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб. без НДС</i>	768,34	122,78	228,79	211,84	22,17	20,53	19,01	17,60	16,29	15,09	13,97	12,93	11,98	11,09	10,27	9,51	8,80	8,15	7,55

Как видно из таблицы 68, наиболее экономичным вариантом развития сетей района д. Першутино является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

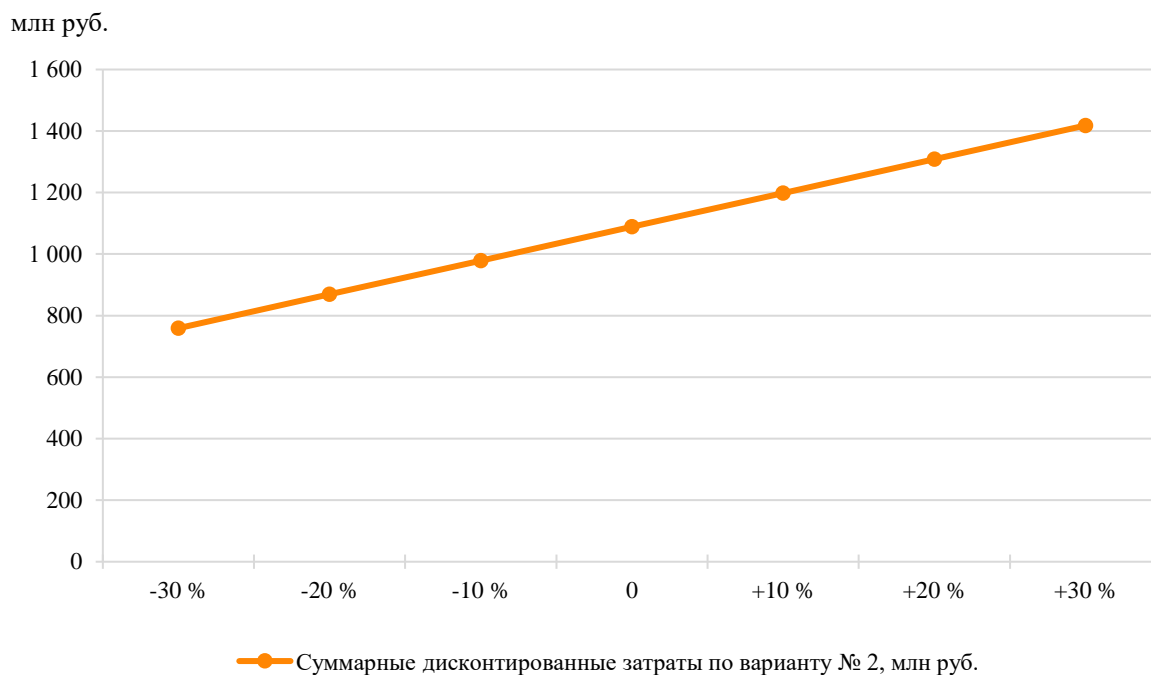
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

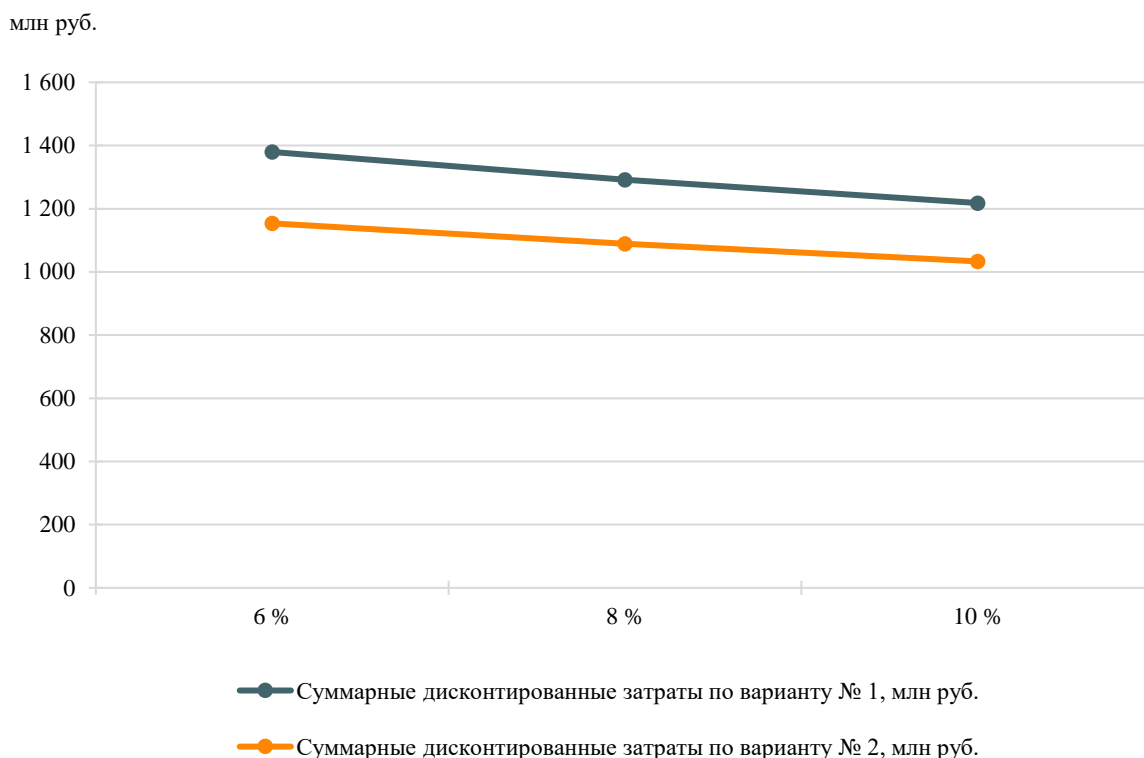
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 24.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	759	869	979	1089	1199	1308	1418

Рисунок 24 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 25.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1380	1291	1218
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1154	1089	1033

Рисунок 25 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 20 % варианты № 1 и № 2 становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант № 1 становится более экономичным, чем вариант № 2. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и № 2 составляет 9 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 20 %. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 18 %.

Таким образом, при ухудшении исходных показателей варианта № 2 на 20 % варианты № 1 и № 2 развития сетей района д. Першутино становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант № 1 становится более экономичным, чем вариант № 2.

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

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

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

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 22.12.2023 № 31@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 06.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Московской области по годам представлены в таблице 72.

Таблица 72 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Московской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	13879	15781	20574	17361	13359	10565	9507	101026



## **7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети**

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных постановлением Правительства РФ № 2556 [3];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Московской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [8] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Московской области осуществляют свою деятельность 42 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Московский регион» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 71 % в суммарной НВВ сетевых организаций Московской области) и АО «Мособлэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 19 % в суммарной НВВ сетевых организаций Московской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Московской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [9];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [10].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

---

<sup>1</sup> Распоряжения Комитета по ценам и тарифам Московской области от 25.11.2022 № 221-р и № 220-р.

амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 73.

Таблица 73 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Распоряжением Комитета по ценам и тарифам Московской области от 20.12.2023 № 307-р «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

на территории Московской области на период 2024-2028 годов» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Московской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Московской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Московской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Московской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области

---

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 74.

Таблица 74 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-1,4 %	2,5 %	1,7 %	1,7 %	0,8 %	1,0 %

#### 7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

- объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

- объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Московской области представлены в таблице 75.

Таблица 75 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Московской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	20999	25105	18192	15410	17645	18350
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	7032	10790	3368	1496	1495	2201
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	31516	37652	55175	41305	8168	12910

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Московской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 76 и на рисунке 26.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 76 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Московской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	131,5	147,6	158,4	167,8	175,4	183,7
НВВ	млрд руб.	140,2	157,1	158,3	159,4	164,9	164,9
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,75	9,55	-0,06	-8,40	-10,42	-18,87
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,79	3,06	3,23	3,36	3,49	3,62
Среднегодовой темп роста	%	–	110	106	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,98	3,26	3,23	3,20	3,28	3,25
Среднегодовой темп роста	%	–	109	99	99	103	99
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,19	0,20	-0,001	-0,17	-0,21	-0,37

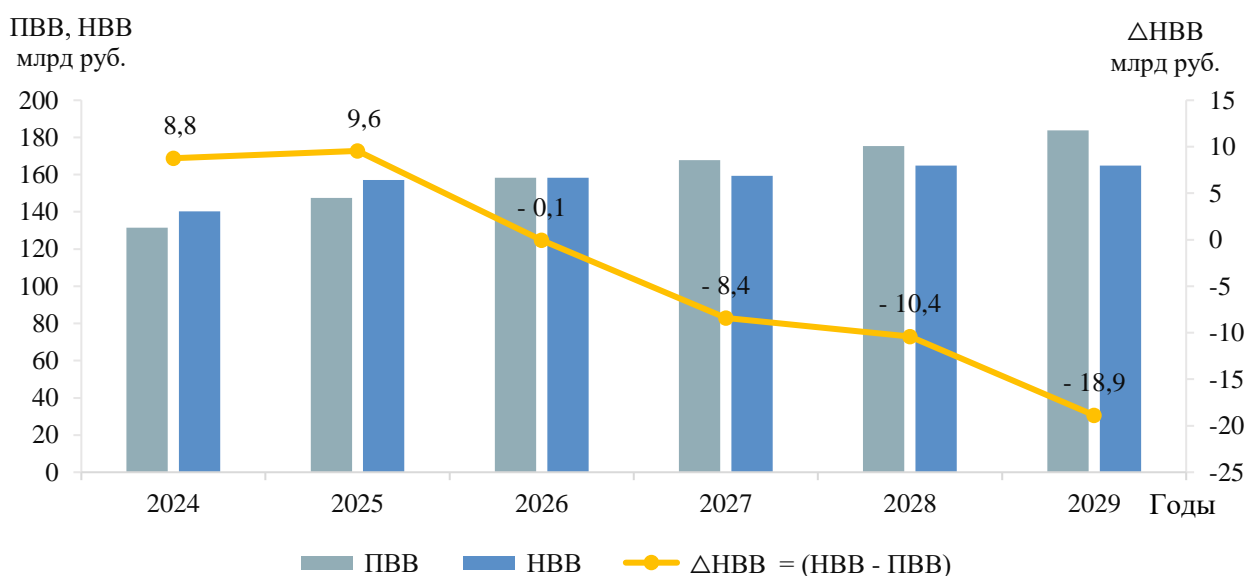


Рисунок 26 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Московской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 76, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Московской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Московской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 35,4–150,8 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 27.

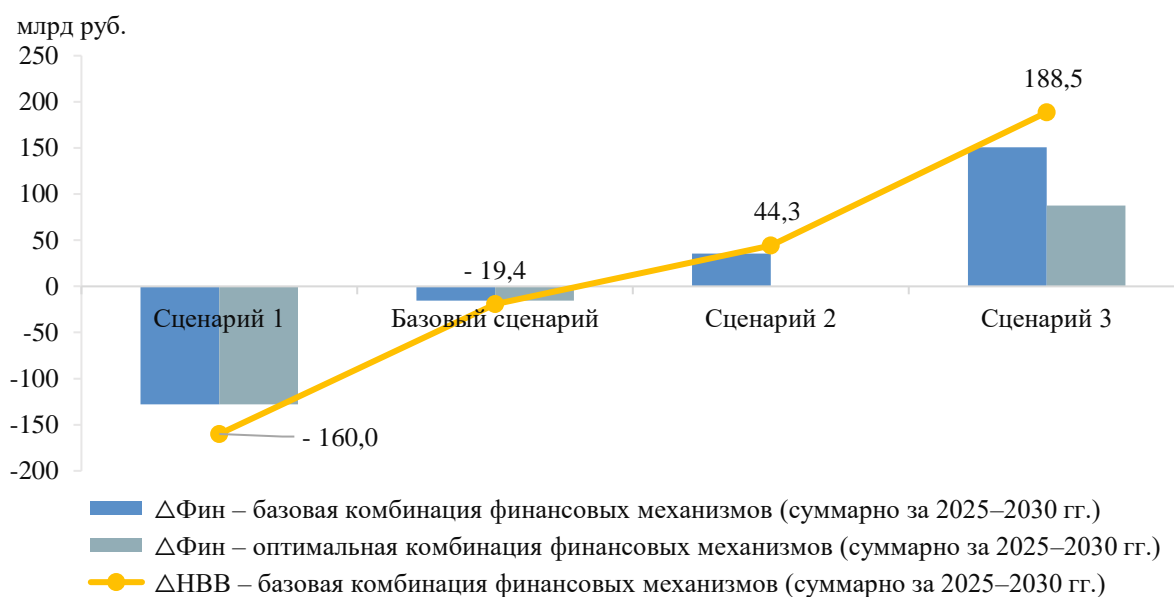


Рисунок 27 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Московской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 77.



Таблица 77 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	50 %	50 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	21 %	46 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 27, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования в сценарии 2 (таблица 77), за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарий 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования инвестиций, при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию Московской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования Московской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии Московской области оценивается в 2030 году в объеме 68809 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,27 %.

Потребление мощности Московской области к 2030 году увеличится и составит 11090 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,14 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Московской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5839–6018 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2025–2030 годов составляют 77 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2024 году ожидаются в объеме 70 МВт на ТЭС, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 1946,4 МВт, в том числе: на ТЭС – 1106,4 МВт, на ГАЭС – 840,0 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 10 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2030 году составит 7434 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 556,53 км, трансформаторной мощности 12214,6 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

3. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28224/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

6. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об

утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_199581/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/) (дата обращения: 29.11.2024).

7. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст: электронный. – URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.121-2012.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf) (дата обращения: 29.11.2024).

8. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

9. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.11.2024).

10. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Энергосистема г. Москвы и Московской области, территория Московской области														
Загорская ГАЭС	ПАО «РусГидро»			-										
		1	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		5	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		6	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего		-	-		1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0		
Загорская ГАЭС-2	ПАО «РусГидро»			-										
		1	ГАЭС							210,0	210,0	210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	ГАЭС							210,0	210,0	210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		3	ГАЭС							210,0	210,0	210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		4	ГАЭС							210,0	210,0	210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-						840,0	840,0	840,0	840,0		
Каширская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ										
		1	ПГУ-450							448,2	448,2	448,2	448,2	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	ПГУ-450							448,2	448,2	448,2	448,2	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-							896,4	896,4	896,4		
Шатурская ГРЭС (ГРЭС-5)	ПАО «Юнипро»			Газ, мазут, торф, уголь										
		1	К-200-130-4		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	К-200-130-4		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	К-200-130-3		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	К-200-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		5	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		6	ПТ-80/100-130/13 ПГУ		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		-	-		1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0		
ГРЭС-3	ООО «Спецэнергомаш»			Газ, мазут										
		6	Т-6,3-16		6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	
		8	Р-12-90/18		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		-	-		18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3		
ТЭЦ-6	ООО «Теплосервис»			Газ, мазут										
		1	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	Р-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		-	-		18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ-17 (Ступинская)	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут, уголь										
		1	ПТ-25-90/10		20,0	20,0								Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		2	Т-40-90		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		3	ПТ-30-8,8		32,0	32,0								Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		6	ПР-25-90		25,0	25,0								Вывод из эксплуатации в 2025 г.
Установленная мощность, всего		-	-		117,0	117,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
ТЭЦ-22 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, уголь, мазут										
		1	ПТ-70-130/13		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		3	ПТ-65/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		4	ПТ-65/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		5	ПТ-65/75-130/14		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		6	ПТ-65/75-130/15		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		7	Т-110/120-130-5В		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		8	Т-110/120-130-5В		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		9	Т-295/335-23,5		295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0		
		10	Т-240(250)/290-240-2		240,0	240,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	Модернизация в 2025 г.
		11	Т-240(250)/290-240-2	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1365,0	1365,0	1375,0	1375,0	1375,0	1375,0	1375,0	1375,0		
ТЭЦ-27 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, дизельное топливо										
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	ПГУ-450		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
		4	ПГУ-450		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0		
ЭПТК «ГТУ-ТЭЦ г.Электросталь» (ТЭЦ-29)	ООО «ЭЮТСК 1»			Газ										
		1	ГТ-35		16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8		
ТЭЦ-30 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ										
		1	ГТЭ-10/95БМ		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		2	ГТЭ-10/95БМ		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		
Щёлковская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ										
		1	ГТЭ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТЭ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ Энергоцентр	ООО «Энергоцентр»			Газ, мазут										
		1	Р-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	П-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	П-6-35/6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		6	Р-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
ТЭЦ МОФ «Мечел-Энерго»	МОФ «Мечел-Энерго»			Газ, коксовый газ										
		2	П-6-35/5м		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-3,4-35/15/5м		3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
		4	П-6-35/5 (АП-6) («Лаваль»)		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	АПР-3,3-1(5)		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
		6	П-6-35/5м		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7		
ТЭЦ Воскресенские минеральные удобрения	АО «Воскресенские минеральные удобрения»			Газ, мазут										
		1	ПР-6-35/10/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ПР-6-35/10/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	Р-12-35/35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	Р-12-35/35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Можайский гидроузел	АО «Мосводоканал»			-										
Можайская ГЭС-1		1-2	PO123-BM-120		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
Рузская ГЭС-2		1	PO123-BM-120		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3		
Рузская ГЭС-34		1-2	ПЛ20/811-B-160		3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2		
Озернинская ГЭС-3		1	PO123-BM-120		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3		
Установленная мощность, всего		-	-		8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2		
Истринская ГЭС	АО «Мосводоканал»			-										
		1	PO 45/820-B-120		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		2	PO 45/820-B-120		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		3	E 7570		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		
Установленная мощность, всего		-	-		3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1		
Акуловский гидроузел	АО «Мосводоканал»			-										
Акуловская ГЭС		1	ФТ-21/2		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3		
Листвянская ГЭС		1	«Каплан»		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		
Установленная мощность, всего		-	-			0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Вазузская гидротехническая система	АО «Мосводоканал»			-										
Перепадная ГЭС-32		1-2	ПЛ20/811-B-160		3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2		
Верхнерузская ГЭС-33		1-2	ПЛ20/811-B-160		3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2		
Установленная мощность, всего		-	-			6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	
Иваньковская ГЭС №191	ФГБУ «Канал имени Москвы»			-										
		1-2	К-91 (вертикальная, непосредственно соединенная с генератором)		28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	
Установленная мощность, всего		-	-			28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	
Пироговская ГЭС №199	ФГБУ «Канал имени Москвы»			-										
		1	ФБТ-2*3/4		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		-	-			0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
ТЭЦ Энергоцентра Томилино	АО «Мособлэнергогаз»			Газ										
		1	MAN 18V32/40 PGI		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	
		2	MAN 18V32/40 PGI		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	
		3	MAN 18V32/40 PGI		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	
Установленная мощность, всего		-	-		23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4		
ТЭС Хметьево (код ГТП GVIE0643)	ООО «АГК-1»			Твердые бытовые										
		1	ПТУ КП-77-6.8				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		-	-				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		
ТЭС Аксёново (код ГТП GVIE0644)	ООО «АГК-1»			Твердые бытовые										
		1	ПТУ КП-77-6.8				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		-	-				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		
ТЭС Заводская (код ГТП GVIE0645)	ООО «АГК-1»			Твердые бытовые										
		1	ПТУ КП-77-6.8				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		-	-				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		
ТЭС Свистягино (код ГТП GVIE0646)	ООО «АГК-1»			Твердые бытовые отходы										
		1	ПТУ КП-77-6.8				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		-	-				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		

Примечание – <sup>1)</sup> В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Московской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	г. Москвы и Московской области	Московская область, г. Москва	Строительство ЛЭП 750 кВ Грибово – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 135 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	135	135	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	26152,16	26152,16
2	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	2025	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений	1 450,16	1 450,16
3	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШПР 500 кВ мощностью 180 МВАр каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	2025	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений	1 775,32	1 775,32
					500	Мвар	–	–	–	1×180	–	–	–	–	180		–	1 449,62



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
4	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×5	–	–	10	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	2 053,15	2 053,15
5	г. Москвы и Московской области, Тульской области	Московская область, Тульская область	Строительство ПС 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с заходами ЛЭП 220 кВ <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	5 270,77	5 270,77
6	г. Москвы и Московской области, Тульской области	Московская область, Тульская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ ориентировочной протяженностью 10 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×10	–	20	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1 631,90	1 631,90

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
7	г. Москвы и Московской области, Калужской области	Московская область, Калужская область	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	90	–	–	90	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	4 342,46	4 342,46
8	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	2026	Реновация основных фондов	9 498,59	7 430,28
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250				
9	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой трансформаторов Т-3 220/110 кВ и Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА каждый) на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	2025	Реновация основных фондов	10 272,82	3 883,05
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
10	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ивановская со строительством КРУЭН 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	3 053,00	3 053,00
11	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,4	–	–	–	–	2,8	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	288,93	288,93
12	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Чехов с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	3 040,03	3 040,03
13	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Бугры – ГТЭС Коломенское на ПС 220 кВ Чехов ориентировочной протяженностью 1,62 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1,62	–	–	–	–	3,24	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	144,65	144,65

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
14	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Дементьево с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	2 601,46	2 601,46
15	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Нежино II цепь на ПС 220 кВ Дементьево ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×4,5	–	–	–	–	9	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	187,93	187,93
16	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Данилово с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый с заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	3 040,03	3 040,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
17	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Данилово ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	256,58	256,58
18	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Ромашково (в Одинцовском г.о.) с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый <sup>4)</sup>	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	2 624,20	2 624,20
19	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый <sup>4)</sup>	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×1	–	–	–	2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	67,15	67,15

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
20	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство РП 110 кВ Восход с заходами (в месте сплетения ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород) КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1 251,12	1 251,12
			110		х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	–		45,29	45,29
21	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Ивановская до РП 110 кВ Восход ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×9	–	–	–	–	18	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	429,38	429,38
22	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2026	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1 947,03	1 895,02
23	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием КВЛ 110 кВ Голицыно – Успенская ориентировочной протяженностью 13,336 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	13,336	–	–	–	–	–	13,336	2024 <sup>3)</sup>	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	57,56	57,56

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
24	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,9	–	–	–	–	–	–	5,9	2024 <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17	67,12	41,77
25	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	–	18,5	2024 <sup>3)</sup>	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,66	4,28
26	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	254,39	206,91
27	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя ориентировочной протяженностью 10 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	10	–	–	–	–	–	10	2025 <sup>3)</sup>	Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17	348,27	348,27

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
28	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гжель с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024 <sup>3)</sup>	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1 363,46	1 353,82
29	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечногорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024 <sup>3)</sup>	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	168,19	165,20
					110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–		188,26	188,26



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
30	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	503,92	503,92
31	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Алабушево с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	244,86	244,86

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
32	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-3 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый и заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	2027	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2 266,00	2 218,85
				ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–		293,70	293,70
33	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	527,87	527,87

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
34	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мамонтовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1 050,73	1 050,73
35	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024 <sup>3)</sup>	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	695,28	668,32

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
36	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Время с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	579,30	579,30
37	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	945,98	945,98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
38	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	393,65	388,64
39	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Раменская с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	474,20	474,20

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
40	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лаговская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024 <sup>3)</sup>	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	678,56	678,52
41	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лопасня с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	4 272,68	4 265,64

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
42	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нашекино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	525,39	525,39
43	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	528,88	528,88
44	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Звенигород с установкой двух трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2024 <sup>3)</sup>	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2 042,66	1 278,48

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
45	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Павшино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	586,98	586,98
46	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Малаховка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	426,34	426,34



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
47	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	256,46	256,46
48	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	275,45	275,45

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
49	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024 <sup>3)</sup>	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1 182,84	362,18

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
50	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	760,42	760,42
51	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Клин с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	2027	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1 380,90	1 380,90

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
52	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1 012,05	1 012,05
53	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ям с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	519,59	519,59
54	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2027	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	859,32	858,89

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
55	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1 595,21	1 536,64
56	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	537,68	537,68

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
57	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волоколамск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	473,38	473,38
58	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	250,08	250,08

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
59	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Климовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	598,76	598,76
60	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	409,30	409,30
61	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Туменская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	152,40	152,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
62	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Соловьево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2026 <sup>3)</sup>	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	814,46	814,46
63	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024 <sup>3)</sup>	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1 371,22	1 308,19
64	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сухарево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	419,95	419,95



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
65	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Голицыно с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	234,31	234,31
66	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новые Подлипки с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	229,15	229,15
67	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Успенская с заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-3 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	2025 <sup>3)</sup>	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	2 794,12	2 733,14

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
68	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Можайск с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2025 <sup>3)</sup>	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	236,80	236,80
69	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гальцово с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	121,97	121,97
70	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гребнево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	489,27	489,27

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
71	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Шаховская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	489,27	489,27
72	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бруски с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	121,97	121,97
73	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Руза с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	485,84	485,84

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
74	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лидино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	459,38	459,38
75	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Верея с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	459,38	459,38

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
76	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Стрелецкая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	489,27	489,27
77	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	459,38	459,38

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
78	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Венюково с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024 <sup>3)</sup>	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	434,70	434,70
79	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рыболово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	465,58	465,58

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
80	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гришенки с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	465,58	465,58
81	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство новой ПС 110 кВ в районе д. Першутино с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1 208,21	1 208,21
82	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на новую ПС 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2× 0,05	–	–	–	–	–	–	0,1	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1,81	1,81

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
83	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Добрыниха с установкой трансформатора Т-4 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	684,80	684,80
84	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 110 кВ Наугоград (в г.о. Дубна) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый <sup>4)</sup>	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1 318,14	1 318,14
85	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Ивановская ГЭС – Темпы I (II) цепь с отпайками на ПС 110 кВ Наугоград ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый <sup>4)</sup>	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×0,5	–	–	–	1	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	19,07	19,07



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
86	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ЛЭП 110 кВ на ПС 500 кВ Дорохово	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	–	х	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	192,26	192,26

Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3<sup>3)</sup> Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.

4<sup>4)</sup> Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.