ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ НА 2026–2031 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 25
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 25
2.1.1 Энергорайон расположения ПС 750 кВ Грибово, ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск 25
2.1.2 Энергорайон расположения ПС 110 кВ Загорново, Бронницы, Нащекино, Барыбино, Рыболово 27
2.1.3 Энергорайон расположения ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, Прогресс 29
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 31
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ 31
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 150
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям 197
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций 197
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России 201
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше 201

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 206
2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности 206
2.4.1 Энергосистема г. Москвы и Московской области 206
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы 209
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности 209
3.2 Прогноз потребления электрической энергии 213
3.3 Прогноз потребления мощности 215
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования 217
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы 220
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше 220
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 223
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России 243
4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям 249
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети 260
5.1 Исходные расчетные условия 260
5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Загорново, ПС 110 кВ Бронницы, ПС 110 кВ Нащекино, ПС 110 кВ Барыбино, ПС 110 кВ Рыболово 261

5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, ПС 110 кВ Прогресс 267
5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для района ПС35 кВ Петровская 274
5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для района ПС 35 кВ Голубино 278
5.6 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для района ПС 35 кВ Вахромеево 283
5.7 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для района д. Першутино 289
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию 295
7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети 297
7.1 Основные подходы 297
7.2 Исходные допущения 298
7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства 301
7.3 Результаты оценки тарифных последствий 302
7.4 Оценка чувствительности экономических условий 303
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 306
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 307
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации 309
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 313

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АО	–	аварийное отключение
АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
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
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
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
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОДЗ	–	область допустимых значений
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ОЭЗ ТВТ	–	особая экономическая зона технико-внедренческого типа
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РБУ Макс зима 0,92	–	режимно-балансовые условия зимнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» 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
СШ	–	система (сборных) шин
Т	–	трансформатор
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
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
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 2026–2031 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 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 (2026–2031 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 2031 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 2031 года, в том числе рассмотрены:

– 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 Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории г. Москвы и Московской области;

– ПАО «Россети Московский регион» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории г. Москвы и Московской области;

– АО «Объединенная энергетическая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории г. Москвы;

– АО «Мособлэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 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 – 5 шт.;

– Калужской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 1 шт., ЛЭП 220 кВ – 4 шт., ЛЭП 110 кВ – 2 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 10 МВт	
ООО «Ультрадекор»	35,0
Филиал «ВМУ» АО «ОХК «Уралхим»	31,0

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 01.01.2025 составила 5476,6 МВт, в том числе: ГЭС – 39,4 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 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар-кировка	Прочие изменения	
Всего	5484,6	–	–	-8,0	–	5476,6
ГЭС	47,4	–	–	-8,0	–	39,4
ГАЭС	1200,0	–	–	–	–	1200,0
ТЭС	4237,2	–	–	–	–	4237,2

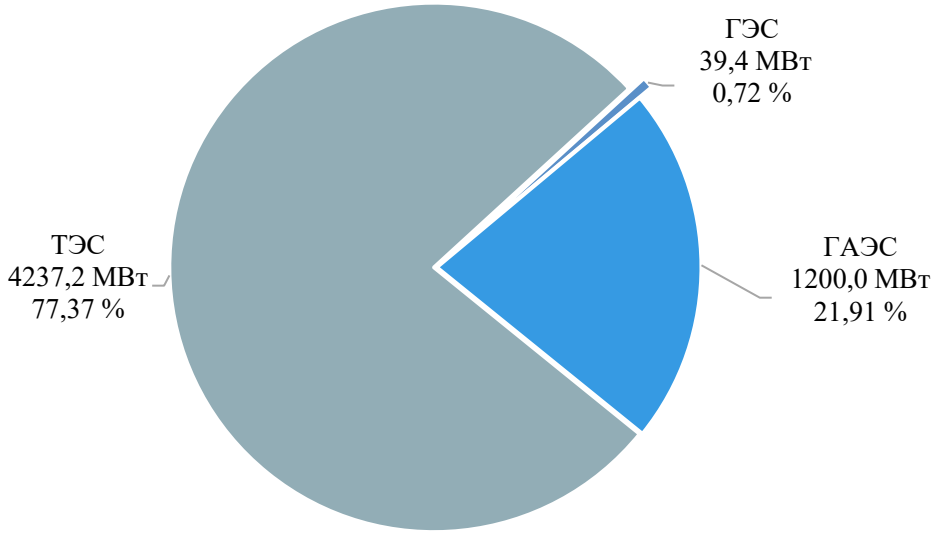


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, по состоянию на 01.01.2025

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 2024 году составило 23373,3 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 148,0 млн кВт·ч, ГАЭС – 1733,1 млн кВт·ч, ТЭС – 21492,3 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 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	17406,1	19999,6	20840,4	21415,8	23373,3
ГЭС	180,5	116,4	150,5	157,1	148,0
ГАЭС	1790,3	1858,8	1879,7	1873,3	1733,1
ТЭС	15435,3	18024,4	18810,2	19385,4	21492,3

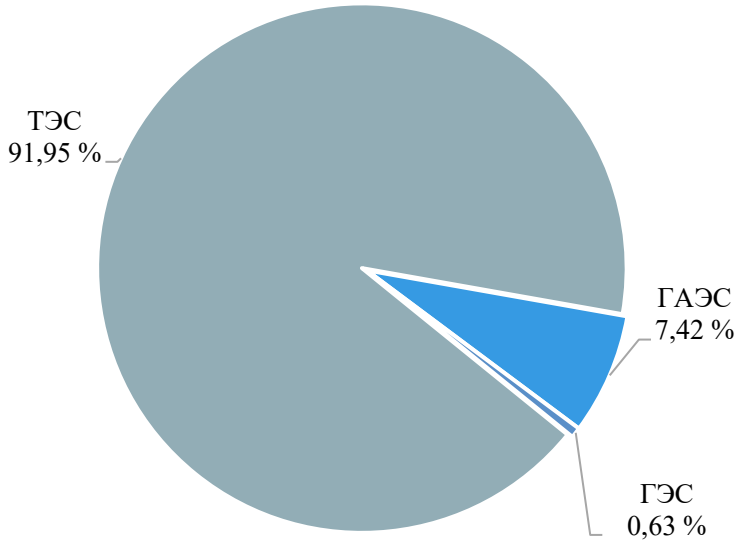


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области в 2024 году

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	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Энергосистема г. Москвы и Московской области					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	106234	115485	117383	118802	124908
Годовой темп прироста, %	-1,36	8,71	1,64	1,21	5,14
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	103778	112940	114807	116223	122521
Годовой темп прироста, %	-1,41	8,83	1,65	1,23	5,42
Максимум потребления мощности, МВт	17205	19488	18665	19790	19883
Годовой темп прироста, %	-0,85	13,27	-4,22	6,03	0,47
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6032	5795	6151	5873	6162

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	10.12 18:00	22.12 17:00	13.01 17:00	14.12 17:00	19.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-9,1	-21,5	-14,6	-10,9	-12,5
Московская область					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	55572	60533	61957	62995	66087
Годовой темп прироста, %	0,86	8,93	2,35	1,68	4,91
Доля потребления электрической энергии Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	52,3	52,4	52,8	53,0	52,9
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	53116	57988	59382	60416	63700
Годовой темп прироста, %	0,87	9,17	2,40	1,74	5,43
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	8725	9867	9343	10137	10113
Годовой темп прироста, %	2,53	13,09	-5,31	8,5	-0,24
Доля потребления мощности Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	50,7	50,6	50,1	51,2	50,9
Число часов использования потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6088	5877	6356	5960	6299

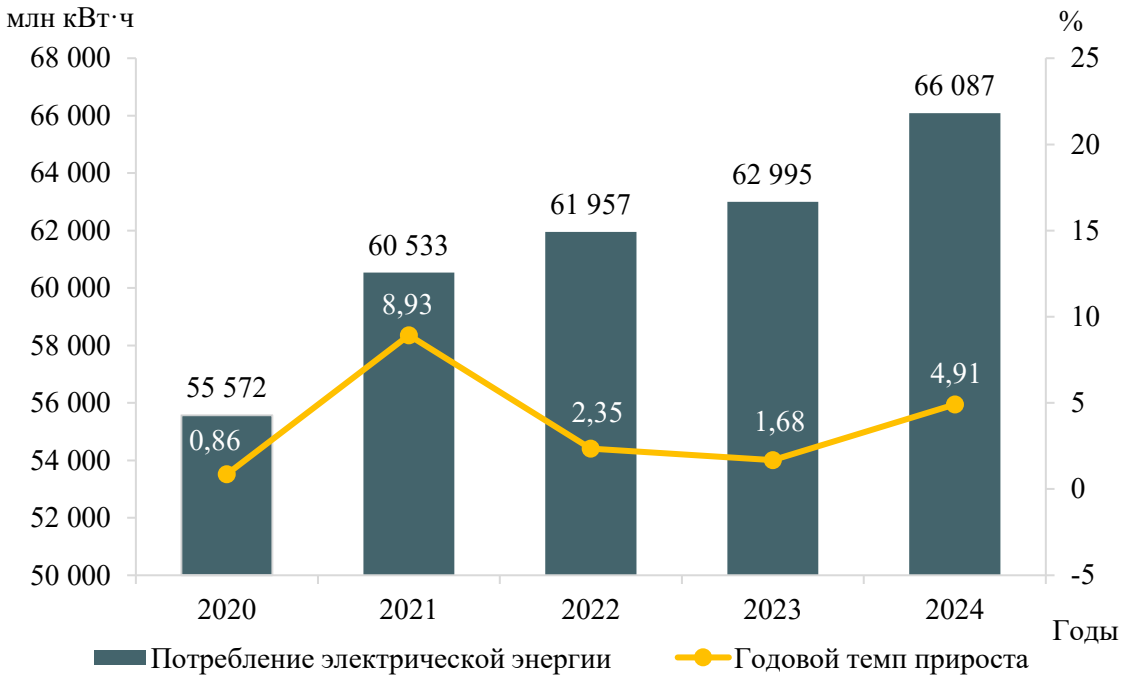


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы по территории Московской области и годовые темпы прироста

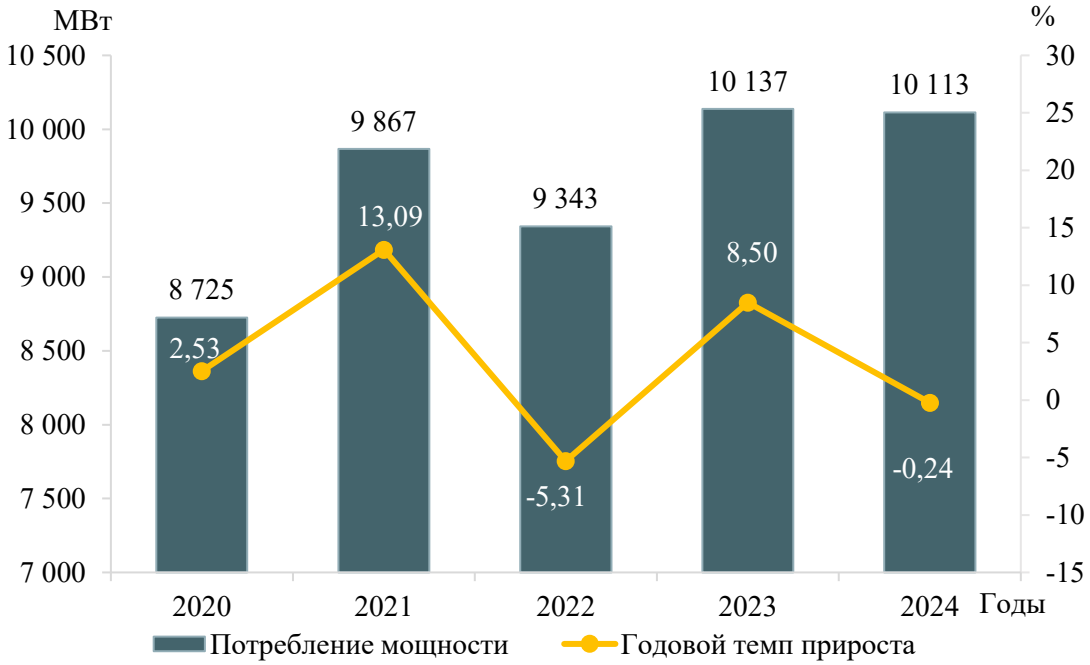


Рисунок 4 – Потребление мощности Московской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области выросло на 17214 млн кВт·ч и составило в 2024 году 124908 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,01 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,36 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области вырос на 2530 МВт и составил 19883 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,76 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 13,27 % в 2021 году; наибольшее снижение 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 19883 МВт.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии Московской области выросло на 10991 млн кВт·ч и составило 66087 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,70 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 8,93 % в 2021 году. Наименьший годовой темп прироста потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,86 %.

Доля Московской области в суммарном потреблении электрической энергии увеличилась с 52,3 % в 2020 году до 52,9 % в 2024 году (или на 0,6 процентных пункта).

За период 2020–2024 годов потребление мощности Московской области выросло на 1603 МВт и составило 10113 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,51 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 13,09 % в 2021 году; наибольшее годовое снижение – 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 50,7 % до 50,9 % (или на 0,2 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 комплексов;

– 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	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
2	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	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
4	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
5	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
6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	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
15	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
16	110 кВ	ВЛ 110 кВ Орево – Экран. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,33 км
17	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
18	110 кВ	ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск. Замена провода М-70 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,83 км
19	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
20	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
21	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
22	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
23	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
24	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
25	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
26	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
27	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
28	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
29	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
30	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
31	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
32	220 кВ	КВЛ 220 кВ Дмитров – Радуга. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга на ПС 220 кВ Дмитров	ПАО «Россети»	2023	16,32
33	220 кВ	КВЛ 220 кВ Ярцево – Дмитров. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга на ПС 220 кВ Дмитров	ПАО «Россети»	2023	16,32
34	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
35	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
36	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино I цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2023	6,67
37	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2023	6,67
38	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шатурская ГРЭС – Дулево с отпайкой на ПС Губино протяженностью 0,66 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	2024	0,66
39	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шатурская ГРЭС – Экситон с отпайкой на ПС Губино протяженностью 0,66 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	2024	0,66
40	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кубинка – Кедрово I цепь с отпайками до новой ПС 110 кВ Звёздочка протяженностью 0,06 км	ПАО «Россети Московский регион»	2024	0,06

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
41	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Крутыши – Сетовка на ПС 110 кВ Свистягино протяженностью 2,78 км и 17,91 км	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2,78 17,91
42	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Малаховка – Болятино I цепь протяженностью 1,48 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	2024	1,48
43	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Малаховка – Болятино II цепь протяженностью 1,48 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	2024	1,48
44	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Малаховка – Болятино I цепь протяженностью 4,46 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	2024	4,46
45	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Малаховка – Болятино II цепь протяженностью 4,47 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	2024	4,47
46	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Грибово – Сычи на ПС 110 кВ Панфиловская протяженностью 21,67 км и 10,58 км	ПАО «Россети Московский регион»	2024	21,67 10,58

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Дальняя	ПАО «Россети»	2020	40 МВА
2	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Стекольная	Абонентская	2020	25 МВА
3	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Темпы	ПАО «Россети»	2020	200 МВА 25 МВА
4	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Волоколамск	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дарьино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	80 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Топканово	ПАО «Россети Московский регион»	2020	10 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Хомутово	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Ядрошино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	63 МВА
9	500 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2021	2×500 МВА
10	500 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Ногинск	ПАО «Россети»	2021	2×500 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Ока	ПАО «Россети»	2021	2×200 МВА
12	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Радищево	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
13	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Темпы	ПАО «Россети»	2021	200 МВА 25 МВА
14	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2021	100 МВА
15	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Пролетарий	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2×16 МВА
16	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Прудная (ММП)	ПАО «Россети Московский регион»	2021	25 МВА
17	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2022	100 МВА
18	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Западная	ПАО «Россети»	2022	2×125 МВА
19	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тютчево	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2×125 МВА 2×25 МВА
20	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дзержинская	ПАО «Россети Московский регион»	2022	25 МВА
21	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Минеральная	ПАО «Россети Московский регион»	2022	40 МВА
22	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Северово	ПАО «Россети Московский регион»	2022	63 МВА
23	500 кВ	Замена автотрансформаторов на ПС 500 кВ Трубино	ПАО «Россети»	2023	2×500 МВА
24	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Трубино	ПАО «Россети»	2023	2×100 МВА
25	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тепличная	Абонентская	2023	80 МВА
26	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Северово	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА
27	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Анино	ПАО «Россети Московский регион»	2023	10 МВА
28	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Манихино	ОАО «РЖД»	2023	25 МВА
29	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Тучково	ОАО «РЖД»	2023	25 МВА
30	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Планерная	ПАО «Россети Московский регион»	2023	40 МВА
31	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Молоково (ММП)	ПАО «Россети Московский регион»	2023	40 МВА
32	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Гжель (ММП)	ПАО «Россети Московский регион»	2023	25 МВА
33	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Духанино	ПАО «Россети Московский регион»	2023	2×25 МВА
34	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Гальцово	ПАО «Россети Московский регион»	2023	10 МВА
35	220 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Трубино с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	2024	2×250 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
36	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Встреча с заменой трансформатора Т-3 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	16 МВА
37	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Звездочка с трансформатором 110/6 кВ мощностью 25 МВА	Абонентская	2024	25 МВА
38	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Свистягино с трансформатором Т-2 110/10 кВ мощностью 95 МВА и, трансформатором Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	95 МВА 16 МВА
39	110 кВ	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 два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×40 МВА
40	110 кВ	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»	2024	2×63 МВА
41	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Звенигород с установкой двух трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×25 МВА
42	110 кВ	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 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×25 МВА
43	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Кварц с установкой трансформатора (ММПС) 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	25 МВА
44	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×25 МВА
45	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ям с установкой трансформатора (ММПС) 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
46	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с установкой трансформатора (ММПС) 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	25 МВА
47	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Добрыниха с установкой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	25 МВА
48	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Молоково с установкой трансформатора (ММПС) 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	25 МВА
49	110 кВ	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»	2024	2×40 МВА
50	110 кВ	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 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×25 МВА
51	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Пущино с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	40,5 МВА
52	110 кВ	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×40 МВА
53	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Топканово с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	16 МВА
54	110 кВ	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 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×40 МВА
55	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
56	110 кВ	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 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×25 МВА
57	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Талеж с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×40 МВА
58	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Наро-Осаново с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 5,6 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	10 МВА
59	110 кВ	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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×25 МВА
60	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Хващевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×16 МВА
61	110 кВ	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 110/10/10 кВ и 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×25 МВА
62	110 кВ	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»	2024	2×16 МВА
63	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Алабушево с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
64	110 кВ	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 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×25 МВА
65	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2024	40 МВА
66	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заповедник с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2×10 МВА
67	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Жилево с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2024	10 МВА
68	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Голубая 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	ОАО «РЖД»	2024	2×16 МВА
69	110 кВ	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	ОАО «РЖД»	2024	2×40 МВА

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

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

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

– энергорайон расположения ПС 750 кВ Грибово, ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск;

– энергорайон расположения ПС 110 кВ Загорново, Бронницы, Нащекино, Барыбино, Рыболово;

– энергорайон расположения ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, Прогресс.

2.1.1 Энергорайон расположения ПС 750 кВ Грибово, ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск

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 750 кВ Грибово, ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона расположения ПС 750 кВ Грибово, 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)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной 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 и 4 сек 110 ПС 750 кВ Грибово, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Грибово – Волоколамск I цепь превышает ДДТН на величину до 7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме 7,1 МВт	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км

2.1.2 Энергорайон расположения ПС 110 кВ Загорново, Бронницы, Нащекино, Барыбино, Рыболово

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 110 кВ Загорново, Бронницы, Нащекино, Барыбино, Рыболово.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона расположения ПС 110 кВ Загорново, Бронницы, Нащекино, Барыбино, Рыболово

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)
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 Загорново – Бронницы тяговая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь превышает ДДТН на величину до 11 %, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС превышает ДДТН на величину до 13 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме 9 МВт	1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС ориентировочной протяженностью 16,9 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой провода ошиновки ячеек КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС и ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь. 4. Реконструкция ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь ориентировочной протяженностью 18,8 км с увеличением пропускной способности	1. Строительство участка ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Нежино – Бисерово I (II) цепь до ПС 110 кВ Бронницы проводом АС-150 ориентировочной протяженностью 20,8 км с образованием ВЛ 110 кВ Нежино – Бронницы с отпайкой на ПС Бисерово. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с установкой дополнительной ячейки 110 кВ. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с установкой СМВ 110 кВ	1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС ориентировочной протяженностью 16,9 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой провода ошиновки ячеек КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС и ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь. 4. Реконструкция ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь ориентировочной протяженностью 18,8 км с увеличением пропускной способности
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 КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая превышает ДДТН на величину до 10 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме 8,4 МВт	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая ориентировочной протяженностью 4,7 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы тяговая с заменой ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности		1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая ориентировочной протяженностью 4,7 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы тяговая с заменой ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности

2.1.3 Энергорайон расположения ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, Прогресс

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, Прогресс.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона расположения ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, Прогресс

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)
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 1 сек 110 кВ ПС 110 кВ Минеральная, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс превышает ДДТН на величину до 51 %, токовая загрузка МВ Моста 110 кВ ПС 110 кВ Прогресс превышает ДДТН на величину до 26 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс превышает ДДТН на величину до 15 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме 52 МВт	1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,711 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПП 116 с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,156 км с увеличением пропускной способности. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой провода ошиновки и ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности. 5. Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой провода ошиновки и МВ ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс, провода ошиновки, ТТ и МВ ячейки Моста 110 кВ, провода ошиновки, ТТ, ВЧЗ, МВ, ЛР и ШР ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности	1. Строительство КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная II цепь протяженностью 5,21 км воздушного участка и 2,155 км кабельного участка 2. Строительство ПП для КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная II цепь. 3. Реконструкция ПС 500 кВ Каскадная с установкой дополнительной ячейки 110 кВ. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «две рабочие системы шин» с установкой дополнительной ячейки 110 кВ	1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,711 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПП 116 с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,156 км с увеличением пропускной способности. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой провода ошиновки и ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности. 5. Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой провода ошиновки и МВ ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс, провода ошиновки, ТТ и МВ ячейки Моста 110 кВ, провода ошиновки, ТТ, ВЧЗ, МВ, ЛР и ШР ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности
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 2 сек 110 кВ ПС 110 кВ Минеральная, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная превышает ДДТН на величину до 31 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО на величину до 50 МВт	1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная ориентировочной протяженностью 7,365 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная с увеличением пропускной способности		1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная ориентировочной протяженностью 7,365 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная с увеличением пропускной способности
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 КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кудиново – Шульгино превышает ДДТН на величину до 5 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная на участке от ПС 110 кВ Кудиново до отпайки на ПС 110 кВ Агат превышает ДДТН на величину до 1 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная на участке от отпайки на ПС 110 кВ Агат до отпайки на ПС 110 кВ Купавна превышает ДДТН на величину до 1 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО на величину до 9,6 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «две рабочие системы шин»		Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «две рабочие системы шин»

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 и (или) иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
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[1)]	-8,0
2024	04.01.2024[1)]	-15,0
	08.01.2024[1)]	-15,0
	19.06.2024	21,3
	18.12.2024	-9,5

Примечание – [1)] Приведена температура в день иного замера.

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

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

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{\text{персп}}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{\text{ддн}}$) 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 11 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 220 кВ Слобода	220/10/6	Т-3	230/11/6,6	63	33,23	29,76	31,14	31,96	32,72	17,89	21,28	18,17	16,04	19,84	0
			Т-4	230/11/6,6	63	31,31	32,83	34,34	32,80	34,17	27,90	19,41	20,81	25,75	25,18	
2	ПС 110 кВ Гжель	110/35/6	Т-1	115/34,5/6,6	25	20,18	20,39	20,37	15,19	19,11	16,41	13,51	11,59	17,41	9,95	0
			Т-2	115/34,5/6,6	25	18,68	19,83	18,96	21,45	16,54	10,28	10,44	11,24	11,39	12,42	
		110/6	Т-3 (ММПС)	115/6,3	25	н/д	н/д	н/д	н/д	7,95	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
3	ПС 110 кВ Роса	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	16,16	19,20	16,89	17,33	18,33	8,51	9,58	10,52	11,13	13,15	0
			Т-2	115/11/6,6	25	14,58	16,36	15,94	12,80	13,74	7,01	8,08	6,67	9,46	8,25	
4	ПС 110 кВ Луговая	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	40	15,24	15,32	19,45	18,75	21,8	12,13	17,06	11,76	18,62	15,11	0
			Т-2	115/11/6,6	40	13,40	15,84	15,99	18,3	15,52	10,97	6,39	5,78	8,64	13,07	
		110/35/6	Т-3	115/34,5/6,6	40	35,06	38,02	39,77	37,72	46,03	21,02	17,26	24,51	22,28	25,02	
			Т-4	115/34,5/6,6	40	24,83	28,39	32,96	35,43	24,43	16,26	19,14	14,06	16,49	12,89	
5	ПС 110 кВ Речная	110/35/10	Т-1	115/34,5/11	25	16,51	17,32	17,97	16,75	16,82	11,02	14,61	12,67	16,54	14,42	0
			Т-2	115/34,5/11	25	23,24	21,60	19,95	25,13	26,52	19,43	18,25	15,93	16,93	22,19	
6	ПС 110 кВ Мамонтовская	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	18,72	18,96	19,94	22,00[1)]	18,37	13,37	17,85	12,40	16,38	14,35	0
			Т-2	115/11/6,6	25	14,82	13,60	13,28	13,06[1)]	12,16	11,29	7,83	8,71	5,46	7,14	
7	ПС 110 кВ Тополь	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	40	27,41	26,95	25,24	28,36	27,48	27,44	20,89	22,54	25,35	24	0
			Т-2	115/11/6,6	40	22,77	23,27	24,23	22,27	25,58	15,00	20,93	18,97	21,48	24,84	
8	ПС 110 кВ Время	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	25	8,8	10,46	9,26	9,19	13,21	4,39	6,38	5,51	5,78	6,5	0
			Т-2	115/11/11	25	14,62	9,04	15,93	14,95	18,88	8,38	9,95	10,56	10,44	12,95	
9	ПС 110 кВ Кварц	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	40	27,37	34,35	31,94	31,11	20,83	15,28	13,34	15,44	18,2	20,08	0
			Т-2	115/38,5/6,6	40	21,12	18,69	23,55	23,5	28,58	9,41	12,51	10,99	12,88	15,58	
		110/6	Т-3 (ММПС)	115/6,3	25	н/д	н/д	н/д	н/д	19,34	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
10	ПС 110 кВ Молоково	110/10	Т-1	115/11	16	14,31	14,87	16,88	16,86	12,55	7,01	7,32	8,08	8,70	5,93	0
			Т-2	115/10,5	16	12,3	13,38	14,52	14,72	13,47	6,47	6,15	5,77	6,77	6,8	
		110/10/6	Т-3 (ММПС)	115/11/6,6	40	н/д	н/д	н/д	н/д	10,95	н/д	н/д	н/д	н/д	5,44	
		110/10	Т-4 (ММПС)	115/10,5	25	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
11	ПС 110 кВ Раменская	110/6/6	Т-1	115/6,3/6,3	25	16,88	17,16	17,01	14,64	15,62	10,77	12,17	11,23	12,87	12,21	0
			Т-2	115/6,3/6,3	25	18,74	18,67	17,78	18,42	18,37	14,10	13,68	12,45	12,27	14,7	
12	ПС 110 кВ Лаговская	110/35/6	Т-1	115/34,5/6,6	40	26,06	22,88	24,29	19,81	27,29	10,51	12,47	14,78	16,93	0	0
			Т-2	115/34,5/6,6	40	19,86	22,07	21,18	22,03	30,85	10,27	8,41	8,16	10,63	24,14	
		110/10/10	Т-3	115/10,5/10,5	25	11,32	11,95	12,07	11,62	9,94	7,87	7,8	8,56	7,78	6,11	
			Т-4	115/10,5/10,5	25	9,66	9,14	9,77	9,28	15,93	4,61	5,14	4,49	6,09	8,8	
13	ПС 110 кВ Кучино	110/35/6	Т-1	105/34,5/6,6	20	15,30	12,48	16,10	17,89[1)]	15,28	7,45	7,98	8,57	11,95	10,86	0
			Т-2	105/34,5/6,6	20	16,37	14,18	17,07	18,95[1)]	18,57	8,35	9,81	9,07	11,69	11,71	
14	ПС 110 кВ Павшино	110/10/6	Т-1	110/11/6,6	40,5	28,33	25,39	21,47	26,15	29,89	18,58	22,90	17,56	18,21	13,13	0
			Т-2	110/11/6,6	40,5	19,68	20,49	23,81	19,40	20,61	11,86	13,33	13,14	15,11	20,71	
15	ПС 110 кВ Малаховка	110/10	Т-1	115/11	16	9,56	11,58	8,75	11,50	15,35	5,97	7,10	6,72	7,65	8,12	0
			Т-2	115/11	16	7,97	6,23	11,70	8,96	10,83	6,54	5,55	5,75	6,87	9,65	
16	ПС 110 кВ Сидорово	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	40	17,87	17,30	24,70	22,99	25,82	11,80	16,46	10,61	0,01	19,7	0
			Т-2	115/10,5/10,5	63	16,80	18,78	16,85	13,55	17,55	12,56	10,54	11,54	27,81	9,74	
17	ПС 110 кВ Минеральная	110/10/6	Т-1	115/11/6,9	63	28,15	36,34	33,04	51,38	43,61	22,8	27,17	27,32	29,88	0	0
			Т-2	115/11/6,9	63	39,4	40,71	н/д	32,74	44,4	29,31	29,5	н/д	29,55	70,05	
		110/35/6	Т-3	115/38,5/6,6	25	19,05	16,56	н/д	15,45	17,04	10,62	12,13	н/д	11,16	10,86	
		110/20	Т-4	115/22	40	0,00	0,00	0,00	н/д	н/д	0,00	0,00	0,00	н/д	н/д	
18	ПС 110 кВ Кудиново	110/35/6	Т-1	105/34,5/6,6	20	17,73	12,99	12,00	11,8	13,97	8,12	11,11	8,59	9,18	10,56	0
			Т-2	105/34,5/6,6	20	0,00	11,13	12,34	12,44	14,57	9,05	9,95	9,15	9,86	8,79	
19	ПС 110 кВ Нахабино	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	40	29,95	35,74	33,25	38,23	35,16	17,57	16,91	25,95	22,68	26,03	0
			Т-2	115/38,5/6,6	40	18,19	19,24	14,52	17,52	22,72	10,86	17,7	9,38	10,57	15,67	
		110/10/10	Т-3	115/11/11	25	4,21	6,02	7,67	8,08	10,88	2,86	2,55	3,95	4,26	5,39	
			Т-4	115/11/11	25	5,95	6,33	6,69	6,89	6,51	2,99	4,34	3,67	4,3	5,04	
20	ПС 110 кВ Клин	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	63	36,96	43,39	50,98	46,43	52,05	27,81	27,16	26,49	35,05	31,68	0
			Т-2	115/38,5/6,6	63	42,02	38,32	37,25	39,46	39,37	27,24	26,14	27,18	23,03	31,29	
21	ПС 110 кВ Прудная	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	25	11,89	13,21	14,69	12,25	15,3	6,42	7,42	8,36	10,81	9	0
			Т-2	115/10,5/10,5	25	13,25	12,79	14,68	8,48	7,11	7,11	7,43	6,57	3,33	3,2	
		110/10	Т-3 (ММПС)	115/10,5	25	н/д	н/д	н/д	н/д	22,62	н/д	н/д	н/д	н/д	4,46	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
22	ПС 110 кВ Ям	110/10	Т-1	115/11	16	9,91	13,71	13,81	13,28	4,95	6,44	5,65	6,46	8,54	6,4	0
			Т-2	115/11	16	14,56	12,14	12,31	12,78	14,88	5,85	6,67	7,16	6,56	10,04	
			Т-3 (ММПС)	115/10,5	25	н/д	н/д	н/д	н/д	10,78	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
23	ПС 110 кВ Прогресс	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	25	16,48	12,59	14,61	16,92	12,53	12,04	12,23	10,39	13,26	9,46	0
			Т-2	115/10,5/10,5	25	11,55	14,42	14,40	13,17	21,14	8,78	7,69	7,29	10,27	12,75	
24	ПС 110 кВ Пущино	110/10/6	Т-1	110/11/6,9	40,5	11,54	10,41	10,66	11,6	26,5	7,48	7,76	9,75	7,99	8,56	0
		110/10/6	Т-2	110/11/6,9	40,5	13,85	14,45	16,26	14,72	0	8,43	8,7	7,26	8,25	9,83	
25	ПС 110 кВ Долгопрудная	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	25	12,69	18,60	14,14	17,86	20,19	12,30	11,36	7,88	10,54	10,89	0
			Т-2	115/10,5/10,5	25	17,62	13,32	19,21	13,69	16,76	7,38	7,34	12,45	8,77	13,77	
26	ПС 110 кВ Волоколамск	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	10,55	15,42	12,14	11,61	13,28	0,00	7,13	7,31	11,01	8,3	0
			Т-2	115/38,5/11	25	14,06	20,82	14,14	13,54	19,82	4,77	8,35	9,62	16,49	12,26	
27	ПС 110 кВ Пушкино	110/35/6	Т-1	112/34,5/6,6	40,5	33,68	32,16	33,20	27,74	29,55	23,17	20,66	21,03	17,10	16,84	0
			Т-2	115/34,5/6,6	40	17,76	22,54	19,66	17,33	20,09	9,86	8,75	11,47	10,36	12,42	
			Т-3	110/34,5/6,9	40,5	19,99	22,62	19,5	18,64	23,72	13,43	14,75	15,38	14,41	18,95	
		110/6/6	Т-4	115/6,3/6,3	40	10,18	10,04	10,06	9,40	10,33	7,19	7,63	6,53	8,52	7,92	
28	ПС 110 кВ Климовская	110/35/6	Т-1	110/35/6,6	20	14,39	15,27	15,68	20,36	16,1	9,27	9,44	9,82	10,56	10,95	0
			Т-2	110/35/6,6	20	15,79	16,21	15,54	16,03	18,49	9,96	11,85	9,62	10,58	9,41	
29	ПС 110 кВ Болятино	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	63	37,93	38,61	39,43	38,95	41,22	21,01	26,91	22,24	26,8	26,33	0
			Т-2	115/11/6,6	63	25,95	24,17	24,67	24,71	29,14	16,22	15,95	19,00	16,98	18,9	
30	ПС 110 кВ Аксаково	110/10	Т-1	115/11	16	13,25	6,34	11,29	14,10	11,5	3,81	9,15	7,02	7,29	7,2	0
			Т-2	115/11	16	3,40	11,54	7,49	4,25	8,85	4,10	0,97	4,00	3,38	3,92	
31	ПС 110 кВ Туменская	110/10	Т-1	115/11	10	4,12	3,45	5,41	3,87	4,66	2,51	1,88	3,13	3,15	2,71	0
			Т-2	115/11	6,3	4,79	4,30	4,52	3,92	5,49	2,48	3,30	2,66	3,26	3,42	
32	ПС 110 кВ Соловьево	110/10	Т-1	115/11	16	6,74	7,73	7,29	6,21	7,14	3,34	6,58	4,32	3,06	7,52	0
			Т-2	115/11	16	6,12	6,14	5,95	5,88	6,98	2,77	0,00	3,11	5,05	0	
33	ПС 110 кВ Бронницы	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	40	19,51	19,31	21,90	21,25	25,76	11,25	16,62	14,69	12,17	14,77	0
			Т-2	115/10,5/10,5	40	26,68	29,65	29,46	29,04	33,57	18,44	11,06	12,77	17,58	16,25	
		110/10	Т-3 (ММПС)	115/10,5	25	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
34	ПС 110 кВ Голицыно	110/35/6	Т-1	105/34,5/6,6	20	18,33	17,67	17,87	19,79[1)]	19,99	12,71	10,05	10,67	11,66	8,25	8,1
			Т-2	110/34,5/6,6	20	10,86	9,31	10,91	10,96[1)]	8,31	6,55	5,25	6,26	17,09	4,12	0
		110/10/6	Т-3	115/11/6,6	40	14,74	14,03	15,10	15,84[1)]	16,53	9,80	10,39	10,93	11,43	10,95	
			Т-4	115/11/6,6	40	24,01	21,13	22,99	29,9[1)]	25,35	12,83	16,47	15,16	12,64	16,9	
35	ПС 110 кВ Новые Подлипки	110/35/6	Т-1	105/34,5/6,6	31,5	20,53	24,41	21,58	21,74	21,25	16,63	17,42	15,24	16,76	12,22	0
			Т-2	105/34,5/6,6	20	18,73	15,43	22,60	17,56	15,22	5,24	14,75	11,29	18,40	22,54	
			Т-3	115/38,5/6,3	40	16,33	16,06	15,45	15,18	15,42	12,82	12,52	11,60	9,90	9	
36	ПС 110 кВ Успенская	110/35/6	Т-2	110/34,5/6,6	15	3,61	3,6	3,68	3,5	3,60	1,86	2,12	2,19	2,39	1,73	3,61
			Т-4	110/34,5/6,6	15	7,97	7,54	7,96	5,80	6,07	3,14	4,40	3,90	4,35	3,72	0
		35/6	Т-1	36,75/6,6	10	4,42	4,19	4,06	3,1	2,66	2,43	1,86	2,35	2,43	3,72	
			Т-3	36,75/6,6	10	4,42	4,19	4,06	3,1	2,66	2,43	1,86	2,35	2,43	3,72	
37	ПС 110 кВ Можайск	110/35/10	Т-1	115/34,5/11	40	17,46	20,56	17,20	29,34	32,91	11,52	11,41	11,54	14,96	19,97	0
			Т-2	110/34,5/11	20	5,48	4,73	5,89	4,5	5,12	3,27	3,22	3,63	7,29	4,49	
38	ПС 110 кВ Акулово	110/6	Т-1	115/6,6	10	2,69	3,92	5,14	1,07	3,32	1,82	4,03	1,65	0,00	2,65	0
			Т-2	115/6,6	10	4,65	4,01	2,82	0,00	4,77	2,78	0,00	2,42	3,86	1,63	
39	ПС 110 кВ Гальцово	110/10	Т-1	115/11	9,9	5,76	6,61	5,83	7,72	7,89	2,66	1,84	1,61	4,26	2,23	0
40	ПС 110 кВ Гребнево	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	21,88	21,06	23,79	20,64	22,23	17,50	19,28	16,64	16,12	16,63	0
		110/35/10	Т-2	115/38,5/11	40	17,90	21,56	17,95	23,09	25,08	15,89	17,65	18,25	19,87	21,18	
41	ПС 110 кВ Шаховская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	13,20	15,43	13,35	20,82[1)]	15,03	8,68	8,55	8,99	8,11	0	2,2
			Т-2	115/38,5/11	25	10,90	11,48	13,31	19,34[1)]	16,29	5,67	5,26	8,16	7,93	17,75	
42	ПС 110 кВ Бруски	110/35/6	Т-1	110/34,5/6,6	10	3,26	3,29	2,62	3,48	3,88	2,82	2,57	2,55	4,37	2,96	0
		110/6	Т-2	110/6,6	6,3	3,22	2,83	4,99	3,03	3,66	2,40	2,03	1,41	0,00	2,72	
43	ПС 110 кВ Руза	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	16,07	14,39	16,87	14,14	16,29	7,04	8,31	10,84	9,79	10,44	4,4
			Т-2	115/38,5/11	25	9,56	10,20	9,77	10,44	11,89	5,55	6,25	4,82	5,82	5,98	
44	ПС 110 кВ Лидино	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	3,73	11,89	3,50	3,65	3,7	2,89	2,72	2,63	9,33	2,54	6,8
			Т-2	115/38,5/11	25	11,52	12,41	13,18	12,21	13,9	4,64	5,06	5,81	6,74	6,16	
45	ПС 110 кВ Верея	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	13,98	13,78	14,90	21,88[1)]	14,53	9,04	9,90	9,45	9,56	9,44	0
			Т-2	115/38,5/11	25	8,01	8,25	9,61	16,37[1)]	12,07	7,59	5,72	6,38	7,97	7,54	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
46	ПС 110 кВ Чанки	110/10	Т-1	115/11	10	4,50	5,18	5,72	5,42	4,99	3,11	2,83	3,63	3,16	2,12	0
			Т-2	115/11	10	5,83	5,38	4,67	4,82	5,95	4,20	3,93	2,88	4,36	5,24	
47	ПС 110 кВ Стрелецкая	110/35/10	Т-1	115/36,5/11	25	21,49	20,61	23,29	18,6	24,43	15,5	15,09	14,41	14,50	17,19	0
			Т-2	115/36,5/11	25	12,85	14,85	14,75	16,98	16,26	7,34	8,55	6,16	9,99	12,64	
48	ПС 110 кВ Загорново	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	7,42	5,86	9,36	11,53	12,18	6,47	7,41	6,77	8,48	7,91	0
			Т-2	115/11/6,6	25	7,84	9,3	10,91	10,33	13,36	6,49	5,39	6,08	7,97	6,9	
49	ПС 110 кВ Венюково	110/6/6	Т-1	115/6,3/6,3	25	17,79	21,59	20,44	20,02	17,88	10,1	12,07	13,01	13,06	14,68	0
			Т-2	115/6,3/6,3	25	9,69	6,87	9,2	12,14	12,26	5,45	4,6	5,75	6,82	8,28	
50	ПС 110 кВ Рыболово	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	8,82	4,32	11,14	17,40[1)]	9,92	4,11	3,52	4,51	5,91	7,23	0
			Т-2	115/11/6,6	25	6,44	10,6	7,25	11,69[1)]	10,99	2,34	5,66	3,04	4,09	2,7	
51	ПС 110 кВ Бережки	110/6	Т-1	110/6,6	20	12,33	11,48	12,12	14,99	14,28	10,97	10,43	8,05	10,73	11,86	0
		110/35/6	Т-2	115/11/6,6	25	8,6	10,34	10,79	6,49	8,39	7,42	6,38	8,19	6,57	7,64	
52	ПС 110 кВ Бор	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	63	22,6	45,56	28,12	17,80	27,83	15,59	14,87	13,58	18,30	16,91	0
			Т-2	115/10,5/10,5	63	21,53	0	18,63	31,71	28,18	12,14	14,67	18,06	11,77	15,60	
53	ПС 110 кВ Вяземы	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	25	8,96	12,97	10,89	13,22	13,04	9,42	9,88	7,38	8,17	9,26	0
			Т-2	115/10,5/10,5	25	13,75	14,03	19,08	15,93	18,74	6,94	7,48	9,83	11,38	10,74	
54	ПС 110 кВ Гранит	110/35/10	Т-1	115/34,5/11	40	19,31	19,23	21,52	20,98	26,06	11,23	10,59	12,58	13,87	13,77	0
			Т-2	115/34,5/11	40	13,32	14,57	13,00	12,67	16,68	9,16	8,44	8,72	8,32	9,34	
55	ПС 110 кВ Гришенки	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	7,68	7,07	9,71	13,78[1)]	11,12	3,12	3,36	3,52	3,80	10,67	0
			Т-2	115/38,5/11	25	9,73	12,03	9,83	15,66[1)]	11,52	4,89	4,09	4,84	7,09	0	
56	ПС 110 кВ Губино	110/6	Т-1	110/6,6	5,6	3,73	3,29	3,27	3,84	3,52	2,55	2,15	2,86	3,38	5,44	0
			Т-2	110/6,6	5,6	1,90	2,62	3,23	2,56	2,77	2,08	2,46	1,93	2,35	0,00	
57	ПС 110 кВ Давыдково	110/10	Т-1	115/11	16	2,92	3,07	4,76	4,05	7,51[1)]	2,05	2,12	2,30	2,28	2,36	1,53
58	ПС 110 кВ Двойня	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	5,32	6,19	4,90	6,01	9,77	3,64	3,37	4,67	3,93	8,61	0
			Т-2	115/38,5/11	25	7,88	7,22	11,56	7,35	9,39	5,47	6,07	5,36	6,77	4,82	
59	ПС 110 кВ Дзержинская	110/6/6	Т-1	115/6,3/6,3	25	11,8	10,3	10,94	12,43	12,12	8,09	9,3	9,16	10,12	20,07	0
		110/10/6	Т-2	115/10,5/6,6	25	13,78	14,16	13,90	12,95	15,31	11,87	10,05	10,68	8,77	0,00	
60	ПС 110 кВ Донино	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	40	20,07	20,39	17,02	20,15	20,77	12,36	10,08	14,17	13,59	14,59	0
			Т-2	115/10,5/10,5	40	15,63	15,42	22,63	18,02	24,99	9,49	11,96	9,01	10,41	13,94	
61	ПС 110 кВ Духанино	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	7,5	7,12	8,36	9,63	14,79	5,5	2,85	5,03	4,96	5,93	0
			Т-2	115/11/6,6	25	5,19	7,01	8,45	5,99	9,18	1,86	3,46	2,29	4,82	3,69	
62	ПС 110 кВ Ельдигино	110/10	Т-1	115/11	16	8,89	9,74	9,18	8,80	10,91	4,97	0,00	4,78	5,64	7,04	0
			Т-2	115/11	16	5,23	4,84	10,39	6,34	9,65	3,42	9,78	6,75	4,06	5,15	
63	ПС 110 кВ Жегалово	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	31,5	17,25	15,23	17,45	15,38	15,59	10,72	11,18	11,39	11,76	11,17	0
			Т-2	115/38,5/11	31,5	7,24	7,18	7,37	7,81	8,06	6,01	6,15	4,39	5,68	6,12	
		110/10/10	Т-3	115/11/11	40	11,12	17,91	10,83	10,81	13,80	5,65	7,78	10,83	6,32	9,08	
			Т-4	115/11/11	40	8,75	14,17	10,91	10,59	13,28	7,67	11,33	7,43	5,51	7,19	
64	ПС 110 кВ Заповедник	110/10	Т-1	115/11	10	2,73	1,96	2,71	2,39	5,45	1,21	1,05	0,96	1,58	1,4	0
			Т-2	115/11	10	4,75	4,81	5,91	6,21	6,71	2,24	2,65	2,46	3,84	3,61	
65	ПС 110 кВ Захарово	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	40	24,02	24,43	25,44	25,34	23,95	19,75	18,64	19,82	18,57	21,40	0
		110/6	Т-2	110/6,6	40,5	17,64	17,6	17,93	16,16	20,65	13,48	11,64	13,81	12,62	14,23	
66	ПС 110 кВ Зеленоградская	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	9,94	11,91	14,18	10,82	12,80	5,08	5,71	6,63	6,55	7,67	0
			Т-2	115/11/6,6	25	12,23	10,68	10,96	11,86	14,79	8,27	8,02	6,85	7,39	7,13	
67	ПС 110 кВ Котельники	110/10/6	Т-1	110/11/6,9	40,5	24,31	26,10	23,60	23,49	22,10	18,17	17,34	14,38	15,55	16,27	0
			Т-2	115/11/6,6	40	18,07	14,16	15,68	14,22	15,59	10,81	10,82	8,68	9,90	10,67	
68	ПС 110 кВ Красково	110/35/6	Т-1	105/34,5/6,6	31,5	17,53	14,49	15,56	15,24	18,61	9,95	13,57	10,74	14,56	13,13	0
			Т-2	115/34,5/6,6	40	27,29	27,25	28,67	28,78	26,10	21,01	19,36	20,34	19,20	20,48	
		110/10/6	Т-3	115/11/6,9	40	37,36	34,97	34,34	35,02	41,28	36,48	29,88	26,30	21,74	25,39	
			Т-4	110/11/6,9	40,5	11,02	10,53	10,74	9,08	8,46	0	8,7	8,26	6,28	5,98	
69	ПС 110 кВ Красногорка	110/10/6	Т-1	110/11/6,6	40	15,01	19,37	13,30	17,88	19,19	10,26	9,56	11,04	10,84	13,78	0
			Т-2	115/11/6,6	40	17,76	15,90	16,47	13,43	16,49	10,26	10,89	9,82	8,77	8,42	
70	ПС 110 кВ Ляхово	110/10/10	Т-1	115/10,9/10,9	25	7,98	9,8	10,21	9,00	11,09	5,90	4,49	4,96	6,13	6,10	0
			Т-2	115/10,9/10,9	25	8,69	8,96	10,40	10,98	14,61	4,78	5,29	5,99	6,13	5,42	
71	ПС 110 кВ Малино	110/35/10	Т-1	115/36,5/11	25	9,56	10,35	10,85	11,11	14,37	11,32	4,74	12,54	11,94	8,99	0
			Т-2	115/36,5/11	25	19,66	15,02	17,56	13,8	15,09	10,59	14,68	5,07	9,3	8,94	
72	ПС 110 кВ Мамоново	110/10/10	Т-1	115/11/11	40	22,10	23,47	23,97	27,5	37,56	15,42	17,25	15,55	20,12	19,3	0
			Т-2	115/11/11	40	21,01	17,58	16,99	17,74	15,68	11,39	8,75	10,39	12,54	10,24	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
73	ПС 110 кВ Мишуково	110/35/10	Т-1	115/34,5/11	25	11,16	11,26	11,25	11,35	19,44	8,08	7,84	7,74	6,89	9,70	0
			Т-2	115/34,5/11	25	5,92	8,7	6,47	9,22	7,18	5,59	5,77	6,18	5,07	5,89	
74	ПС 110 кВ Монино	110/35/6	Т-1А	105/34,5/6,6	20	5,16	4,42	5,7	5,68	5,5	3,89	3,31	3,54	4,36	3,19	0
			Т-1Б	105/34,5/6,6	20	5,16	4,42	5,7	5,68	5,5	3,89	3,31	3,54	4,36	3,19	
			Т-2	105/34,5/6,6	31,5	25,48	22,99	20,40	24,8	21,62	26,03	24,88	18,93	17,48	13,88	
		110/10/6	Т-3	115/11/6,6	25	5,9	5,68	6,92	6,31	7,97	0	0	0	4,21	4,7	
			Т-4	115/11/6,6	25	1,46	2,18	4,96	6,13	6,71	3,08	3,14	3,32	4,14	4,18	
75	ПС 110 кВ Мцыри	110/10	Т-1	115/11	16	9,27	9,92	10,59	11,35	13,79	2,99	4,06	4,97	4,61	4,35	0
			Т-2	115/11	16	4,94	5,56	6,96	6,21	6,15	5,64	3,16	3,12	3,3	3,71	
76	ПС 110 кВ Новодомодедово	110/35/6	Т-1	115/31,5/6,6	31,5	19,07	19,90	19,22	11,70	14,66	10,05	12,24	9,79	9,75	9,97	0
			Т-2	105/34,5/6,6	31,5	7,91	7,91	9,78	14,30	14,26	5,38	5,29	6,55	8,44	6,88	
		110/10/6	Т-3	115/11/6,6	40	21,15	21,38	21,70	19,75	23,94	12,85	18,45	15,58	16,72	21,71	
			Т-4	115/11/6,6	40	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
77	ПС 110 кВ Новоцементная	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	40	21,05	0,00	23,57	21,27	20,30	12,19	9,33	18,19	18,65	13,94	0
			Т-2	115/11/6,6	40	17,06	35,74	17,20	18,00	15,81	14,31	14,87	10,23	12,22	11,73	
78	ПС 110 кВ Ожогино	110/10	Т-1	115/11	6,3	2,62	2,62	3,13	2,67	3,31	1,03	1,13	1,28	1,23	0,27	0
			Т-2	115/11	6,3	2,54	2,5	3,74	2,45	4,63	2,16	2,34	2,57	2,27	3,07	
79	ПС 110 кВ Орево	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	16	1,03	1,25	4,81	16,47	5,06	1,22	3,32	3,47	1,44	1,2	0
			Т-2	115/38,5/6,6	16	3,05	15,06	0,00	0,00	14,99	2,56	0,00	0,00	2,73	2,67	
80	ПС 110 кВ Перемилово	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	8,5	9,05	11,11	11,80	14,96	10,42	4,78	5,67	5,93	7,80	0
			Т-2	115/11/6,6	25	8,02	11,39	11,95	11,55	13,75	0,00	6,15	5,32	5,85	6,78	
81	ПС 110 кВ Пернатово	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	10,28	9,12	11,30	11,79	15,56[1)]	8,35	6,20	7,68	8,50	14,70	0
			Т-2	115/11/6,6	25	9,00	10,26	10,27	10,70	13,33[1)]	5,05	6,71	6,71	6,23	0,00	
82	ПС 110 кВ Планерная	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	40	18,64	16,14	15,42	18,75	19,96	13,27	17,94	12,91	13,41	12,63	0
			Т-2	115/10,5/10,5	40	3,23	14,27	9,85	13,09	18,65	7,03	10,94	5,25	9,75	12,53	
			Т-3	115/10,5/10,5	40	3,27	10,07	15,72	10,16	16,52	8,58	6,11	9,31	5,51	7,47	
			Т-4	115/10,5/10,5	40	1,64	1,8	2,62	3,83	4,14	0,00	1,1	1,58	1,55	2,44	
83	ПС 110 кВ Поварово	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	24,20	26,76	20,15	22,89	24,06	17,00	18,13	20,83	19,28	22,11	0
			Т-2	115/38,5/11	40	13,76	15,96	17,07	12,8	20,15	10,52	11,10	6,66	11,09	9,58	
		110/10/10	Т-3	115/11/11	40	15,01	17,23	18,28	14,31	23,98	8,78	9,74	12,64	9,48	10,73	
			Т-4	115/11/11	40	17,50	18,55	25,00	24,36	23,13	8,64	12,15	10,69	14,73	10,99	
84	ПС 110 кВ Пятницкая	110/10	Т-1	115/11	16	4,11	4,82	3,39	4,32	4,78	2,8	2,96	3,99	3,36	5,74	0
			Т-2	115/11	10	3,88	3,73	3,76	3,65	3,39	2,97	2,66	1,99	3,08	0,00	
85	ПС 110 кВ Райки	110/10/6	Т-1	115/10,5/6,3	25	8,26	11,94	7,89	9,15	12,29	0,00	8,3	4,93	6,60	9,96	0
			Т-2	115/10,5/6,3	25	11,15	8,81	16,46	18,65	18,21	14,33	6,68	12,19	12,51	12,95	
86	ПС 110 кВ Раменье	110/10	Т-1	115/11	2,5	1,08	1,14	1,37	1,1	1,52	1,12	1,06	1,13	1,13	0,87	0
			Т-2	115/11	6,3	1,48	1,47	1,63	1,33	1,7	0,82	0,77	0,83	0,83	0,91	
87	ПС 110 кВ Рогачево	110/35/6	Т-1	110/34,5/6,6	20	11,34	10,2	11,49	10,62	11,28	4,83	9,43	7,13	6,56	5,99	0
			Т-2	110/34,5/6,6	20	8,56	9,3	9,8	8,87	11,97	5,21	0	4,51	5	6,21	
88	ПС 110 кВ Сирена	110/6	Т-1	115/6,6	16	13,36	14,99	13,68	11,70	14,42	11,67	14,14	10,62	9,93	12,73	0
		110/35/6	Т-2	110/34,5/6,6	20	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
89	ПС 110 кВ Смена	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	40	14,03	16,27	14,22	15,23	17,66	9,93	10,85	12,06	11,48	15,76	0
			Т-2	115/11/6,6	40	23,82	28,69	26,59	27,9	28,24	17,3	20,99	20,5	17,99	16,33	
90	ПС 110 кВ Черноголовка	110/35/10	Т-1	110/34,5/11	20	6,12	9,24	8,16	7,96	8,62	6,65	6,54	7,53	6,28	7,44	0
			Т-2	110/34,5/11	20	13,38	10,57	13,51	13,91	13,77	9,42	10,32	9,97	11,06	10,16	
91	ПС 110 кВ Щелково	110/35/6	Т-1	105/34,5/6,6	20	21,43	22,89	20,18	20,22	17,14	9,74	11,32	13,68	13,79	15,29	0
			Т-2	105/34,5/6,6	20	4,26	4,8	4,91	5,11	5,25	3,35	3,79	3,39	4,71	4,81	
92	ПС 110 кВ Юркино II	110/35/10	Т-1	115/34,5/11	20	9,67	10,52	10,83	5,74	11,68	7,46	6,1	6,8	6,41	9,91	0
			Т-2	115/38,5/11	20	9,9	7,93	13,72	13,31	14,22	6,69	10,27	10,06	11,28	5,96	
93	ПС 110 кВ Юрьево	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	9,36	9,91	11,57	12,77	16,27	5,13	5,74	5,47	6,65	0,00	0
			Т-2	115/38,5/11	25	14,58	14,14	17,25	15,02	18,13	6,97	6,05	7,65	9,13	15,15	
94	ПС 110 кВ Ямуга	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	40	12,02	16,97	17,4	16,59	23,48	14,54	14,26	11,68	13,84	14,51	0
			Т-2	115/11/6,6	40	14,42	16,66	15,7	17,09	25,5	9,28	14,13	15,74	15,79	15,55	

Примечание – [1)] Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ 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 220 кВ Слобода	Т-3	ТДЦТН-63000/220/10/6	2012	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТДЦТН-63000/220/10/6	2012	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Гжель	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3 (ММПС)	ТДЦН-25000/110/6	2023	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Роса	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1982	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-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 Луговая	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/10/6	2024	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-40000/110/35/6	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТДТН-40000/110/35/6	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Речная	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Мамонтовская	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Тополь	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	1985	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/10/6	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Время	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	2024	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	1990	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Кварц	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	2007	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	2015	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3 (ММПС)	ТДЦН-25000/110/6	2009	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	ПС 110 кВ Молоково	Т-1	ТДН-16000/110/10	1975	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1988	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3 (ММПС)	ТДТН-40000/110/10/6	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-4 (ММПС)	ТДЦН-25000/110/10	2007	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
11	ПС 110 кВ Раменская	Т-1	ТРДНС-25000/110/6/6	1983	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДНС-25000/110/6/6	1983	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Лаговская	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТРДН-25000/110/10/10	2015	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТРДН-25000/110/10/10	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Кучино	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1960	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	1963	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Павшино	Т-1	ТДТНГ-40500/110/10/6	1972	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-40500/110/10/6	1971	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Малаховка	Т-1	ТДН-16000/110/10	1993	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1993	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
16	ПС 110 кВ Сидорово	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	1994	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-63000/110/10/10	2012	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
17	ПС 110 кВ Минеральная	Т-1	ТДТН-63000/110/10/6	1995	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-63000/110/10/6	1995	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДЦТН-25000/110/35/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-4	ТДН-40000/110/20	2022	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
18	ПС 110 кВ Кудиново	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1959	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1964	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Нахабино	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	2009	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	2009	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТРДН 25000/110/10/10	2010	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТРДН 25000/110/10/10	2010	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
20	ПС 110 кВ Клин	Т-1	ТДТН-63000/110/35/6	1995	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-63000/110/35/6	1995	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Прудная	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	1994	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	1994	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3 (ММПС)	ОТN-25000/110/10	2011	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

№ 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
22	ПС 110 кВ Ям	Т-1	ТДН-16000/110/10	1980	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1980	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3 (ММПС)	ТДН-25000/110/10	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
23	ПС 110 кВ Прогресс	Т-1	ТРДМ-25000/110/10/10	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДМ-25000/110/10/10	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
24	ПС 110 кВ Долгопрудная	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
25	ПС 110 кВ Пущино	Т-1	ТДТНГ-40500/110/10/6	1959	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-40500/110/10/6	1959	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Волоколамск	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1969	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1990	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Пушкино	Т-1	ТДТНГ-40500/110/35/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	1972	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТНГ-40500/110/35/6	2003	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТДТН-40000/110/6/6	2008	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
28	ПС 110 кВ Климовская	Т-1	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1966	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТГ-20000/110/35/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
29	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
30	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
31	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
32	ПС 110 кВ Соловьево	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	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
33	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
		Т-3 (ММПС)	ТДЦН-25000/110/10	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
34	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
35	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
36	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
37	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
38	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
39	ПС 110 кВ Гальцово	Т-1	ТМН-9900/110/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
40	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
41	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	2020	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
42	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
43	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
44	ПС 110 кВ Лидино	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1990	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1990	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
45	ПС 110 кВ Верея	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1969	>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
46	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
47	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
48	ПС 110 кВ Загорново	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1975	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
49	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
50	ПС 110 кВ Рыболово	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
51	ПС 110 кВ Бережки	Т-1	ТДНГУ-20000/110/6	1966	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
52	ПС 110 кВ Бор	Т-1	ТРДН-63000/110/10/10	2014	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-63000/110/10/10	2001	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
53	ПС 110 кВ Вяземы	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
54	ПС 110 кВ Гранит	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	1973	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	1980	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
55	ПС 110 кВ Гришенки	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1987	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1987	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
56	ПС 110 кВ Губино	Т-1	ТМ-5600/110/6	1995	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМ-5600/110/6	1962	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
57	ПС 110 кВ Давыдково	Т-1	ТДН-16000/110 У1	1994	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
58	ПС 110 кВ Двойня	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
59	ПС 110 кВ Дзержинская	Т-1	ТРДН-25000/110/6/6	1990	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
60	ПС 110 кВ Донино	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-40000/110/10/10	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
61	ПС 110 кВ Духанино	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1993	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
62	ПС 110 кВ Ельдигино	Т-1	ТДН-16000/110/10	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
63	ПС 110 кВ Жегалово	Т-1	ТДЦТН-31500/110/35/10	1973	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДЦТН-31500/110/35/10	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТРДН-40000/110/10/10	2007	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТРДН-40000/110/10/10	2007	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
64	ПС 110 кВ Заповедник	Т-1	ТДН-10000/110/10	1980	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1980	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
65	ПС 110 кВ Захарово	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-40500/110/6	1967	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
66	ПС 110 кВ Зеленоградская	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
67	ПС 110 кВ Котельники	Т-1	ТДТНГУ-40500/110/10/6	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
68	ПС 110 кВ Красково	Т-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	1959	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	1994	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-40000/110/10/6	2016	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТДТНГУ-40500/110/10/6	1994	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
69	ПС 110 кВ Красногорка	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	2015	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/10/6	2013	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
70	ПС 110 кВ Ляхово	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	2002	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	2002	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
71	ПС 110 кВ Малино	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1997	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1997	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
72	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

№ 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
73	ПС 110 кВ Мишуково	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1985	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
74	ПС 110 кВ Монино	Т-1А	ТДТНГ-20000/110/35/6	1957	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-1Б	ТДТНГ-20000/110/35/6	1957	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-31500/110/35/6	1959	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-25000/110/10/6	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-4	ТДТН-25000/110/10/6	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
75	ПС 110 кВ Мцыри	Т-1	ТДН-16000/110/10	1985	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1989	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
76	ПС 110 кВ Новодомодедово	Т-1	ТДТГ-31500/110/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-31500/110/6	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-40000/110/6	1985	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-4	ТДТН-40000/110/6,6	2018	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
77	ПС 110 кВ Новоцементная	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/10/6	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
78	ПС 110 кВ Ожогино	Т-1	ТМН-6300/110/10	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1976	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
79	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
80	ПС 110 кВ Перемилово	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1982	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1983	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
81	ПС 110 кВ Пернатово	Т-1	ТДТН-25000/110	1981	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110-67 У1	1989	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
82	ПС 110 кВ Планерная	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	2000	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-40000/110/10/10	2006	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТРДН-40000/110/10/10	2013	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4	ТРДН-40000/110/10/10	1974	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
83	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	2015	>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	2019	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
84	ПС 110 кВ Пятницкая	Т-1	ТДН-16000/110/10	2017	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1982	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
85	ПС 110 кВ Райки	Т-1	ТРДН-25000/110/10/6	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/6	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
86	ПС 110 кВ Раменье	Т-1	ТМН 2500/110/10	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1985	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
87	ПС 110 кВ Рогачево	Т-1	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1964	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТГ-20000/110/35/6	1952	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
88	ПС 110 кВ Сирена	Т-1	ТДН-16000/110/6	1975	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТГ-20000/110/35/6	1987	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
89	ПС 110 кВ Смена	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/10/6	1966	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
90	ПС 110 кВ Черноголовка	Т-1	ТДТН-20000/110/35/10	1966	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-20000/110/35/10	1966	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
91	ПС 110 кВ Щелково	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1966	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1991	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
92	ПС 110 кВ Юркино II	Т-1	ТДТН-20000/110/35/10	1968	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-20000/110/35/10	1967	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
93	ПС 110 кВ Юрьево	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
94	ПС 110 кВ Ямуга	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 220 кВ Слобода	2024 / зима	66,89	ПС 220 кВ Слобода	Физ. лицо	31.10.2023	401/3ТП/ЦНТ-2023	2027	3,2	0	6	2,24	76,54	81,92	84,13	84,26	84,26	84,26
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «ЕВРОПА»	17.11.2022	ИА-22-303-11322(234486)	2025	1,5	0	10	0,6						
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «ЕВРОПА»	27.09.2018	ИА-18-302-415(998621)	2025	5	0	10	2						
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «Ильинская пойма»	26.07.2016	ИА-16-302-383(906932)	2025	2,5	0	10	1						
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «Агама Карго»	05.07.2021	ИА-21-302-6463(404182)	2025	1,2	0	0,4	0,48						
				ПС 220 кВ Слобода	Физ. лицо	15.02.2022	ИА-21-302-8712(675642)	2026	2	0	10	0,8						
				ПС 220 кВ Слобода	ЖСК «ВНУКОВО ПАРК»	15.12.2023	ИА-23-302-17433(326100)	2027	1,89	0	10	0,76						
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ»	19.12.2023	ИА-23-302-17641(329567)	2027	5	0	10	2						
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «Ридан Трейд»	24.12.2024	ИА-24-303-23114(193328)	2028	1	0	0,4	0,5						
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «Бизнес-Парк «Степановское»	03.09.2024	ИА-24-302-21346(359871)	2028	4	0	10	0,4						
				ПС 220 кВ Слобода	ЖСК «Орликово»	26.12.2024	ИА-24-302-23646(621917)	2028	2,7	0	10	0,27						
				ПС 220 кВ Слобода	Муниципальное бюджетное учреждение «Дирекция парков Одинцовского городского округа»	14.02.2025	ИА-25-302-24445(136951)	2029	1,2	0	10	0,12						
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «УК ПРОМСВЯЗЬ» Д.У. ЗПИФ комбинированным «Оптима ПРО»	29.05.2013	ИА-13-302-14158(915058)	2025	5,50	3,25	10	0,9						
				ПС 220 кВ Слобода	ГКУ МО «ДЗКС»	18.02.2022	ИА-21-302-8659(661195)	2025	2,35	0	0,4	0,24						
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «Интер-строй»	23.06.2023	ИА-23-302-14956(972176)	2025	4,50	0	10	1,8						
				ПС 220 кВ Слобода	ООО «Кристал Форест»	25.11.2024	ИА-24-302-23096(578759)	2028	1,00	0	0,4	0,9						
				ПС 220 кВ Слобода	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	11,76	0	0,4	1,18						
2	ПС 110 кВ Гжель	2024 / зима	43,6	ПС 35 кВ Речицы	ОАО «РЖД»	18.07.2023	ИА-23-303-15371(642587)	2027	4,99	0	35	3,49	43,62	47,53	47,53	47,53	47,53	47,53
				ПС 110 кВ Гжель	Физ. лицо	10.04.2024	2402846/ЦА	2027	1,42	0	6	0,14						
				ПС 110 кВ Гжель	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,15	0	0,4	0,02						
3	ПС 110 кВ Роса	2021 / зима	35,56	ПС 110 кВ Роса	Физ. лицо	30.01.2014	ИА-13-302-2210(951866)	2025	0,68	0	10	0,27	39,99	40,15	40,15	40,15	40,15	40,15
				ПС 110 кВ Роса	ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета»	30.12.2022	ГБ-01-23/ТП	2025	7	0	10	2,8						
				ПС 110 кВ Роса	Строительная группа ООО «Альянс»	05.10.2016	1611027/ЦА	2025	2,44	1,446	10	0,4						
				ПС 110 кВ Роса	Строительная группа ООО «Альянс»	06.10.2016	1611013/ЦА	2025	1,02	0,482	10	0,21						
				ПС 110 кВ Роса	ООО «Разпринт»	26.10.2023	ИА-23-303-17186(294047)	2027	1,5	0	10	0,15						
				ПС 110 кВ Роса	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,35	0	0,4	0,44						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
4	ПС 110 кВ Луговая	2023 / зима	110,2	ПС 110 кВ Луговая	АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ЛОБНЯ	30.12.2022	ЮЛ/01031/22	2029	0,97	0	0,4	0,39	122,42	126,26	126,69	127,10	127,10	127,10
				ПС 110 кВ Луговая	АО «ПетроМакс»	20.01.2023	52993-01-23/МОСК	2025	4	0	10	2,0						
				ПС 110 кВ Луговая	Физ. лицо	19.09.2014	ИА-14-302-711(908367)	2025	2	0	10	0,8						
				ПС 110 кВ Луговая	ОАО «РЖД»	17.04.2020	ИА-20-303-1277(741729)	2025	12,54	0	10	6,27						
				ПС 110 кВ Луговая	ОАО «РЖД»	28.04.2022	ЮЛ/00894/21	2028	1	0	6	0,4						
				ПС 110 кВ Луговая	ФКП «Управление заказчика КС Минобороны России»	08.06.2023	110/3ТП/ЦНТ-2023	2027	0,68	0	0,4	0,07						
				ПС 110 кВ Луговая	ООО «ТОВАРИЩЕСТВО БАХРУШИНЫХ»	25.12.2023	ИА-23-303-17810(334020)	2027	2	0	10	1						
				ПС 35 кВ Катуар	ООО «Дмитровские колбасы»	20.09.2024	529/3ТП/ЦНТ-2024	2026	2 (1)[1)]	0	0,4	1,4 (0,7)[1)]						
				ПС 110 кВ Луговая	ООО «ППЖТ г. Лобня»	04.04.2024	64169-02-24/МОСК	2025	1,02	0	10	0,51						
				ПС 110 кВ Луговая	ПАО «Краснополянская птицефабрика»	06.06.2023	ИА-23-302-14501(641941)	2027	5	0	10	2,5						
				ПС 110 кВ Луговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,92	0	0,4	1,09						
5	ПС 110 кВ Речная	2024 / зима	43,34	ПС 110 кВ Речная	ООО «Водоканал»	02.08.2018	1802612/ЦА	2025	1,28	0	10	0,9	44,55	44,55	45,47	45,47	45,47	45,47
				ПС 110 кВ Речная	ООО «ТСОЭЛЕК»	29.12.2023	2311996/ЦА	2025	0,30	0	10	0,21						
				ПС 35 кВ Ивантеевка тяговая	ОАО «РЖД»	27.12.2024	ИА-24-303-22812(513329)	2028	1,21	0	35	0,847						
				ПС 110 кВ Речная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,2	0	0,4	0,02						
6	ПС 110 кВ Мамонтовская	2023 / зима	35,06	ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «Специализированный застройщик «Апсис Строй»	16.02.2015	145837/ЦА	2025	4,14	1,83	6	0,92	37,92	37,92	37,92	37,92	37,92	37,92
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «Спецзастройщик СК ПРОФИ-ИНВЕСТ»	14.05.2014	141542	2025	2,3	1,352	6	0,38						
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «Пушкинохлеб»	15.11.2018	1814522/ЦА	2025	2	0	6	1						
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ГКУ МО «ДЗКС»	04.07.2023	2306358/МТ	2026	0,79	0	6	0,32						
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,4	0	0,4	0,04						
7	ПС 110 кВ Тополь	2024 / зима	53,06	ПС 110 кВ Тополь	АО «Особое конструкторское бюро кабельной промышленности»	22.12.2023	ИА-23-303-17927(369941)	2027	2	0	6	0,8	57,81	59,18	59,18	59,18	59,18	59,18
				ПС 110 кВ Тополь	ООО «СИБПРОМСТРОЙ № 16»	28.03.2024	2329548/ЦА	2027	1,2	0	0,4	0,48						
				ПС 110 кВ Тополь	ООО «Элма-Проект»	03.10.2024	ИА-24-303-22151(441787)	2025	6,18	0	6	4,33						
				ПС 110 кВ Тополь	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,82	0	0,4	0,08						
8	ПС 110 кВ Время	2024 / зима	32,09	ПС 110 кВ Время	ООО «Леруа Мерлен Восток»	24.07.2019	ИА-19-302-330(968665)	2025	0,953 (0,48)[1)]	0	10	0,38 (0,19)[1)]	32,69	33,34	33,34	33,34	33,34	33,34
				ПС 110 кВ Время	ООО «Развитие-М»	20.09.2024	ИА-24-303-21867(429599)	2027	1,5	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ Время	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,74	0	0,4	0,37						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
9	ПС 110 кВ Кварц	2024 / зима	68,75	ПС 110 кВ Кварц	ООО «Универсальный логистический комплекс»	12.09.2014	ИА-14-302-502(913512)	2025	2,30	0	6	0,23	72,90	74,20	74,20	74,76	74,76	74,76
				ПС 110 кВ Кварц	ООО «ПЕТРО СЕРВИС»	25.04.2025	ИА-25-302-25407(232065)	2029	1,30	0	6	0,52						
				ПС 35 кВ Юсупово	Физ. лицо	19.12.2013	ИА-13-302-2042(944338)	2025	2,5	0	6	1						
				ПС 110 кВ Кварц	ООО «Хохланд Руссланд»	20.09.2023	ИА-23-302-15969(169760)	2027	3	0	6	1,2						
				ПС 110 кВ Кварц	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	26,7	0	0,4	2,67						
10	ПС 110 кВ Молоково	2024 / зима	36,97	ПС 110 кВ Молоково	ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	27.04.2022	ИА-22-302-9615(912240)	2026	4,43	0	10	1,77	44,72	44,99	44,99	44,99	44,99	44,99
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	27.04.2022	ИА-22-302-9613(912171)	2025	3,76	0	10	1,50						
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	18.04.2022	ИА-22-302-9599(912130)	2025	3,97	0	10	1,59						
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «Специализированный застройщик «Молоково-13»	10.04.2015	ИА-15-302-135(962003)	2025	6,4	2,0	10	1,76						
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «Форум-Инвест»	05.07.2023	ИА-23-302-14200(630605)	2027	5 (2,5)[1)]	0	10	0,5 (0,25)[1)]						
				ПС 110 кВ Молоково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,85	0	0,4	0,59						
11	ПС 110 кВ Раменская	2021 / зима	35,83	ПС 110 кВ Раменская	ООО «ВАИР»	04.09.2024	2401251/ЦА	2027	1,03	0	6	0,72	35,88	36,79	36,79	37,18	37,18	37,18
				ПС 110 кВ Раменская	ГБУЗ МО «Раменская больница»	02.12.2024	2418302/ЦА	2027	1,275	0	0,4	0,13						
				ПС 110 кВ Раменская	АО «Раменское приборостроительное конструкторское бюро»	04.10.2023	ИА-23-303-16719(267302)	2029	0,9	0	6	0,36						
				ПС 110 кВ Раменская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,48	0	0,4	0,05						
12	ПС 110 кВ Лаговская	2024 / зима	84,01	ПС 35 кВ Елизарово	ООО «Инстоун Девелопмент»	18.06.2024	ИА-24-303-20680(300624)	2028	1,3 (0,65)[1)]	0	6	0,66 (0,33)[1)]	86,33	86,33	86,83	86,83	86,83	86,83
				ПС 110 кВ Лаговская	ФГУП «РОССИЙСКАЯ ТЕЛЕВИЗИОННАЯ И РАДИОВЕЩАТЕЛЬНАЯ СЕТЬ»	29.09.2022	ИА-22-303-10366(997788)	2026	0,5	0	6	0,35						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «МИБ-ИНВЕСТИЦИИ»	03.04.2019	ИА-19-302-18(195374)	2025	1,6 (0,8)[1)]	0	6	0,64 (0,32)[1)]						
				ПС 35 кВ Сандарово	ООО «АКПЛАСТ»	26.12.2023	ИА-23-303-17958(354089)	2026	1 (0,5)[1)]	0	6	0,5 (0,25)[1)]						
				ПС 35 кВ Елисеево	ГБСУСО МО «ДОБРЫЙ ДОМ «ЧЕХОВСКИЙ»	27.05.2024	ИА-24-302-19769(185271)	2028	0,35	0	6	0,14						
				ПС 35 кВ Емцово	ДЕПАРТАМЕНТ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРОДА МОСКВЫ	03.08.2020	ИА-20-354-4(995494)	2025	0,25	0	0,4	0,18						
				ПС 110 кВ Лаговская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,81	0	0,4	1,08						
13	ПС 110 кВ Кучино	2023 / зима	36,84	ПС 110 кВ Кучино	ГБУ Московской области «ДЭП»	28.11.2022	2223974/ЦА	2026	2,13	0	6	0,21	37,20	37,20	37,20	37,20	37,20	37,20
				ПС 110 кВ Кучино	АО «Газпром теплоэнерго»	27.12.2019	106-2019-ТП	2025	1,24	0	6	0,12						
				ПС 110 кВ Кучино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,00	0	0,4	0,00						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
14	ПС 110 кВ Павшино	2024 / зима	50,5	ПС 110 кВ Павшино	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ПАРК»	31.05.2019	1907418/ЦА	2025	1,1	0	10	0,44	50,99	52,20	52,20	52,20	52,20	52,20
				ПС 110 кВ Павшино	ООО «СЗ СК МПС»	27.10.2021	2109827/ЦА	2027	3	1,496	0,4	0,60						
				ПС 110 кВ Павшино	АО «Красногорская теплосеть»	17.05.2024	2404536/ЦА	2027	0,76	0	10	0,532						
				ПС 110 кВ Павшино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,15	0	0,4	0,02						
15	ПС 110 кВ Малаховка	2024 / зима	26,18	ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет-Жилино»	20.12.2021	СП-283-21	2026	4,01	1,78	10	0,89	28,22	30,63	30,63	31,15	31,15	31,15
								2027	0,61	0	10	0,25						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет-Жилино»	16.11.2023	ПС-ЕГП-336-23	2027	1,74	0	0,4	0,7						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет-Жилино»	14.11.2023	ПС-ЕГП-329-23	2027	0,67	0	0,4	0,27						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет-Жилино»	04.12.2024	ПС-ЕГП-541-24	2027	0,46	0	0,4	0,19						
								2029	1,22	0	0,4	0,49						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет-Жилино»	01.03.2023	СП-ЕГП-41-23	2026	1,03	0	10	0,41						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «Коренево Девелопмент»	12.05.2015	151210/ЦА	2025	3,87	0	10	0,39						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «Открытие»	28.12.2021	2115474/ЦА	2025	2	0	10	0,2						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «Специализированный застройщик «Парус»	22.02.2020	б/н	2027	1,7	0	10	0,68						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «Специализированный застройщик «Парус»	10.06.2024	2408717/ЦА	2027	1,8	0	10	0,18						
				ПС 110 кВ Малаховка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,00	0	0,4	0,00						
16	ПС 110 кВ Сидорово	2024 / зима	43,37	ПС 110 кВ Сидорово	ОАО «РЖД»	29.05.2017	ИА-17-302-136(903808)	2025	1,17	0	10	0,58	48,39	49,03	49,03	49,03	49,03	49,03
				ПС 110 кВ Сидорово	ООО «ММЦ Усады»	22.06.2020	ИА-20-302-1146(711050)	2025	5,4	0	10	2,7						
				ПС 110 кВ Сидорово	ООО «АГРОПАРК-ИНФРАСТРУКТУРА»	02.06.2022	ИА-22-302-10440(123215)	2026	0,96	0	10	0,38						
				ПС 110 кВ Сидорово	ООО «ПК Печагин»	30.03.2023	ИА-23-302-14278(668114)	2027	1,2	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ Сидорово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,11	0	0,4	1,01						
17	ПС 110 кВ Минеральная	2024 / зима	105,05	ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Строй Технопарк-Восток»	26.09.2024	2415509/ЦА	2027	3	0	10	0,3	119,20	119,53	119,53	119,53	119,53	119,53
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Элмонт Энерго»	29.11.2018	ИА-18-302-563(155433)	2025	3,2	0	10	1,28						
				ПС 110 кВ Минеральная	ГКУ МО «ДЗКС»	23.07.2024	2323177/ЦА	2025	9,16 (4,58)[1)]	0	10	0,92 (0,46)[1)]						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «НАНОТЕКС»	28.09.2021	2102732/ЦА	2025	2	0	10	0,2						
				ПС 35 кВ Черное	ООО «Самолет-Предпроект-4»	30.10.2024	2418542/ЦА	2025	1,5	0	6	0,6						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «СЗ» Скопа плюс»	12.12.2015	604-2015-ТП	2025	4,07	0	6	1,63						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ»	15.07.2016	ИА-16-302-307(921142)	2025	20 (10)[1)]	6,7 (3,35)[1)]	20	5,32 (2,66)[1)]						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Спортмастер»	13.11.2023	ИА-23-302-17144(233502)	2025	7,5	0	10	3						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 110 кВ Минеральная	Филиал ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик» в Московской области	14.08.2015	ИА-15-349-14(911782)	2025	23 (11,5)[1)]	14 (7)[1)]	20	3,6 (1,8)[1)]						
				ПС 110 кВ Минеральная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	15,42	0	0,4	1,54						
18	ПС 110 кВ Кудиново	2024 / зима	28,54	ПС 110 кВ Кудиново	ООО «Троль-Авто»	06.06.2023	ИА-23-303-15342(914527)	2025	2,15	0	6	1,08	29,94	30,48	30,48	30,48	30,48	30,48
				ПС 110 кВ Кудиново	ООО «Гарант-Логистик»	12.12.2023	ИА-23-303-17993(355546)	2027	1	0	6	0,5						
				ПС 110 кВ Кудиново	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,27	0	0,4	0,23						
19	ПС 110 кВ Нахабино	2024 / зима	75,27	ПС 110 кВ Нахабино	ООО «ПромРесурс»	29.10.2012	ИА-12-302-5472(940472)	2025	2	0	10	0,2	90,48	91,69	95,2	95,2	95,2	95,2
				ПС 110 кВ Нахабино	АО «Мосинжпроект»	27.02.2025	ИА-24-364-23512(601241)	2028	1,47	0	10	0,59						
				ПС 110 кВ Нахабино	ГлавУпДК при МИД России	25.01.2018	ИА-17-302-603(122049)	2026	1,3 (0,65)[1)]	0	10	0,52 (0,26)[1)]						
				ПС 35 кВ Опалиха	ОАО «РЖД»	22.11.2019	ИА-19-302-563(984423)	2025	9,61	0	35	4,80						
				ПС 110 кВ Нахабино	Фонд «Специальные проекты Фонда защиты прав граждан – участников долевого строительства»	14.06.2019	ИА-19-302-38(182085)	2025	7,72	0	10	3,09						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Специализированный застройщик «Гранель П»	23.01.2008	9195-409	2025	6	3	10	1,2						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Сосновый парк»	09.11.2017	1714772/ЦА	2026	1,14	0	6	0,46						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «СЗ «Гранель Город»	07.10.2021	ИА-21-302-6102(341574)	2026	4,9	3,1	10	0,72						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Гольево»	16.11.2021	ИА-21-302-8140(628927)	2025	0,8	0	10	0,32						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «ЭКТО»	22.04.2022	ИА-22-302-10353(120363)	2025	2,4	0	10	0,96						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Жилой район Нахабино. Красногорск. Специализированный застройщик»	26.04.2024	ПС-130-24	2028	2,59	0	10	1,04						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Жилой район Нахабино. Красногорск. Специализированный застройщик»	26.04.2024	ПС-129-24	2027	2,64	0	10	1,06						
				ПС 110 кВ Нахабино	ГКУ МО «ДЗКС»	15.04.2025	2501447/ЦА	2027	0,751	0	0,4	0,08						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО СЗ «Одеон»	03.03.2025	16-РС24-1Т-022-Д	2025	2,4	0	0,4	0,96						
								2028	2,4	0	0.4	0,96						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО СЗ «Одеон»	03.03.2025	16-РС24-1Т-021-Д	2025	1,75	0	0,4	0,7						
								2028	1,75	0	0,4	0,7						
				ПС 110 кВ Нахабино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,88	0	0,4	0,49						
20	ПС 110 кВ Клин	2024 / зима	91,42	ПС 110 кВ Клин	ООО «Мега-торг»	01.07.2022	ИА-22-303-11051(171822)	2026	0,9	0	10	0,36	92,66	92,66	92,74	92,74	92,74	92,74
				ПС 35 кВ Малеевка	Физ. лицо	17.05.2024	ИА-24-303-20333(231779)	2028	0,69	0	10	0,07						
				ПС 110 кВ Клин	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	8,08	0	0,4	0,81						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
21	ПС 110 кВ Прудная	2024 / зима	45,03	ПС 110 кВ Прудная	ООО «ШИШКИНО»	28.06.2024	ИА-24-302-20793(277567)	2030	3,25	0	10	0,33	46,33	46,33	46,33	46,33	46,68	46,68
				ПС 110 кВ Прудная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	12,28	0	0,4	1,23						
22	ПС 110 кВ Ям	2024 / зима	30,61	ПС 110 кВ Ям	ООО «СЗ «К ПРОЕКТ»	27.06.2024	СЗК-13-24/ТП	2026	0,5	0	0,4	0,2	32,29	32,40	32,40	32,40	32,40	32,40
								2027	0,25	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Ям	ООО «СЗ «К ПРОЕКТ»	10.10.2024	СЗК-16-24/ТП	2026	0,95	0	0,4	0,38						
				ПС 110 кВ Ям	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,07	0	0,4	1,01						
23	ПС 110 кВ Прогресс	2024 / зима	33,67	ПС 110 кВ Прогресс	ООО СЗ «Главстрой-Саввино»	09.03.2023	2300484/ЦА	2028	4,8	0	10	1,92	41,98	41,98	44,05	44,05	44,05	44,05
				ПС 110 кВ Прогресс	ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ»	15.07.2016	ИА-16-302-307(921142)	2025	20 (10)[1)]	6,7 (3,35)[1)]	20	5,32 (2,66)[1)]						
				ПС 110 кВ Прогресс	Филиал ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик» в Московской области	14.08.2015	ИА-15-349-14(911782)	2025	23 (11,5)[1)]	0	20	9,2 (4,6)[1)]						
				ПС 110 кВ Прогресс	ГКУ МО «ДЗКС»	23.07.2024	2323177/ЦА	2025	9,16 (4,58)[1)]	0	10	0,92 (0,46)[1)]						
				ПС 110 кВ Прогресс	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0	0	0,4	0						
24	ПС 110 кВ Пущино	2022 / зима	26,92	ПС 110 кВ Пущино	Администрация городского округа Пущино	27.12.2018	ИА-18-302-269(960261)	2025	10	0	10	5	32,49	32,49	32,49	32,49	32,49	32,49
				ПС 110 кВ Пущино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,73	0	0,4	0,17						
25	ПС 110 кВ Долгопрудная	2024 / зима	36,95	ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «Шереметьево-4»	09.07.2008	9748-409	2025	25 (8,33)[2)]	0	10	10 (3,33)[2)]	45,21	45,21	45,53	45,53	46,11	46,11
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	30.06.2023	ИА-23-303-15420(937345)	2025	2,3	0	10	0,23						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «Долгопрудненская Строительная Компания»	13.01.2014	ИА-13-302-2207(952519)	2025	2,9	0	10	1,16						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	26.03.2024	ПС-ОЛИ-138-24	2025	1,71	1,25	10	0,19						
								2026	1,23	0	10	0,49						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	26.03.2024	ПС-ОЛИ-139-24	2025	2,51	1,83	10	0,27						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «МостАртСтрой»	31.07.2024	ИА-24-303-21280(311581)	2030	1,1	0	0,4	0,55						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	10.01.2025	ПС-ОЛИ-3-25	2026	3,89	0	0,4	1,56						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «СТРОЙ-КОМПЛЕКС»	24.04.2025	ИА-25-364-25535(154829)	2028	0,75	0	10	0,3						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,72	0	0,4	0,47						
26	ПС 110 кВ Волоколамск	2021 / зима	36,24	ПС 110 кВ Волоколамск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,96	0	0,4	0,2	36,45	36,45	36,45	36,45	36,45	36,45

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
27	ПС 110 кВ Пушкино	2021 / зима	87,36	ПС 110 кВ Пушкино	ООО «Селм»	01.03.2011	ИА-11-302-888(904641)	2025	2,99	0	6	1,2	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24
				ПС 35 кВ Пушкино	ОАО «РЖД»	31.08.2018	ИА-18-349-7(933551)	2026	3,86	0	35	1,93						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «Техносити»	30.12.2016	1610625/ЦА	2025	2,81	0,515	6	0,23						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «СЗ «Казачий торговый дом»	09.08.2016	1609512/ЦА	2025	1,57	0,64	6	0,37						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «СЗ «Казачий торговый дом»	08.06.2018	1801482/ЦА	2025	0,84	0	6	0,34						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «ИМПРЕСС АРТ»	05.07.2023	2313753/ЦА	2025	1,6	0	6	0,16						
				ПС 110 кВ Пушкино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,17	0	0,4	0,32						
28	ПС 110 кВ Климовская	2023 / зима	36,39	ПС 110 кВ Климовская	ООО «ЭРКОН-инжиниринг»	15.08.2014	42	2025	3	0	6	1,2	38,38	38,38	38,38	38,38	38,38	38,38
				ПС 110 кВ Климовская	МКУ «Градостроительное управление»	26.05.2023	2229261/ЦА	2026	0,85	0	0,4	0,34						
				ПС 110 кВ Климовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,18	0	0,4	0,32						
29	ПС 110 кВ Болятино	2024 / зима	70,36	ПС 110 кВ Болятино	ООО «МОСОБЛ-ЖИЛСТРОЙ»	26.11.2013	ИА-13-302-1485(904700)	2025	3	0	10	1,2	80,23	82,06	82,06	82,06	82,06	82,06
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	11.07.2023	СП-159-22	2027	1,29	0	0,4	0,51						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	26.10.2021	СП-231-21	2026	0,68	0	0,4	0,27						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	08.11.2021	СП-238-21	2026	2,342	0,867	0,4	0,59						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	08.06.2022	СП-131-22	2025	1,22	0	0,4	0,49						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	16.09.2022	СП-224-22	2026	2,49	1,593	0,4	0,36						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	02.02.2023	СП-ТОМ-31-23	2027	0,798	0	0,4	0,32						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	26.10.2023	ПС-ТОМ-293-23	2027	0,698	0	0,4	0,28						
				ПС 110 кВ Болятино	Физ. лицо	18.08.2023	ИА-23-302-15924(157902)	2027	1,5	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «Импорт-логистик»	05.12.2023	ИА-23-302-17449(238159)	2025	11,5	0	10	5,75						
				ПС 110 кВ Болятино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,44	0	0,4	0,54						
30	ПС 110 кВ Аксаково	2024 / зима	20,35	ПС 110 кВ Аксаково	ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик»	31.05.2021	ИА-21-303-5985(348614)	2025	2	0	10	0,80	21,54	21,68	21,68	21,68	21,68	21,68
				ПС 110 кВ Аксаково	ООО «Е-ИНВЕСТ»	19.03.2014	С8-14-302С-2707(903638)	2027	1,15	0,81	10	0,14						
				ПС 110 кВ Аксаково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,08	0	0,4	0,31						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
31	ПС 110 кВ Туменская	2024 / зима	10,15	ПС 110 кВ Туменская	ООО «Озёрский продукт»	06.06.2023	ИА-23-302-15373(930178)	2025	0,9	0	10	0,36	10,57	11,10	11,10	11,10	11,10	11,10
				ПС 110 кВ Туменская	ООО «Базовые Системы»	06.10.2023	ИА-23-303-16913(240026)	2027	1,22	0	10	0,49						
				ПС 110 кВ Туменская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,3	0	0,4	0,03						
32	ПС 110 кВ Соловьево	2024 / зима	14,12	ПС 110 кВ Соловьево	ООО «Б2-Девелопмент»	24.10.2024	ИА-24-302-22155(295366)	2025	4	0	10	1,6	18,21	23,41	23,41	23,73	23,73	23,73
								2026	5,34	0	10	2,13						
								2027	10,67	0	10	4,27						
				ПС 110 кВ Соловьево	ООО «Проектный дом»	03.03.2025	ИА-25-302-24594(131086)	2029	3	0	10	0,3						
				ПС 110 кВ Соловьево	ООО «КАР ВИЛЛАДЖ»	12.12.2023	ИА-23-302-17672(317584)	2027	1,4	0	10	0,56						
				ПС 110 кВ Соловьево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,6	0	0,4	0,06						
33	ПС 110 кВ Бронницы	2024 / зима	59,33	ПС 110 кВ Бронницы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	17,54	0	0,4	1,75	61,19	61,19	61,19	61,19	61,19	61,19
34	ПС 110 кВ Голицыно	2023 / зима	76,49	ПС 110 кВ Голицыно	ОАО «РЖД»	09.07.2024	ИА-24-303-20144(193294)	2028	4,61	0	6	3,23	76,84	76,84	80,32	80,32	80,32	80,32
				ПС 110 кВ Голицыно	ПАО «ЕвроТранс»	21.09.2021	2417096	2026	0,9	0	0,4	0,09						
				ПС 110 кВ Голицыно	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,4	0	0,4	0,24						
35	ПС 110 кВ Новые Подлипки	2022 / зима	59,63	ПС 35 кВ Метровагонмаш	ООО «СЗ «НОВАТОР ПЛАЗА»	14.01.2025	ЮЛ/06049/24	2027	1,7	0	0,4	0,68	59,80	60,52	60,52	60,52	60,52	60,52
				ПС 110 кВ Новые Подлипки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,56	0	0,4	0,16						
36	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)	2025	4	0	6	1,6	23,95	25,25	25,25	25,25	25,25	25,25
				ПС 110 кВ Успенская	ДПК «Назарьево»	05.03.2013	38-12-302-2680(932777)	2025	1,55	0	0,4	0,62						
				ПС 110 кВ Успенская	ООО «Интеграл+»	09.08.2023	ИА-23-302-16128(176208)	2027	3	0	6	1,2						
				ПС 110 кВ Успенская	ООО «КОНВЕРС»	19.08.2024	2412119/ЦА	2026	4,5	0	6	0,45						
				ПС 110 кВ Успенская	ООО «КОНВЕРС»	19.08.2024	2412123/ЦА	2026	4,5	0	6	0,45						
				ПС 110 кВ Успенская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,74	0	0,4	0,17						
37	ПС 110 кВ Можайск	2024 / зима	38,03	ПС 110 кВ Можайск	ООО «ДорХан – Можайск»	02.12.2013	ИА-13-302-1432(901413)	2025	15	3	10	8,4	47,91	49,01	49,01	49,01	49,01	49,01
				ПС 110 кВ Можайск	СНТ «Пестриково»	19.08.2021	32726-08-21/МОСК	2025	0,92	0	10	0,09						
				ПС 110 кВ Можайск	ООО «НИСА»	05.12.2011	ИА-11-302-4835(929972)	2027	2,54	0	10	1,02						
				ПС 110 кВ Можайск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,96	0	0,4	0,7						
38	ПС 110 кВ Акулово	2024 / зима	8,09	ПС 110 кВ Акулово	ФКП «УЗКС Минобороны РФ»	07.04.2014	79-ЦНТ-2014	2025	2,69	2,39	0,4	0,03	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34
				ПС 110 кВ Акулово	ФКП «УЗКС Минобороны РФ»	05.05.2016	1620187375802090942000000	2025	4,39	2,34	6	0,20						
				ПС 110 кВ Акулово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,00	0	0,4	0,00						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
39	ПС 110 кВ Гальцово	2024 / зима	7,89	ПС 110 кВ Гальцово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,65	0	0,4	0,27	8,17	8,17	8,17	8,17	8,17	8,17
40	ПС 110 кВ Гребнево	2024 / зима	47,31	ПС 110 кВ Гребнево	МАУК ГОЩ «Дирекция парков»	30.09.2024	2419191/ЦА	2027	0,786 (0,39)[1)]	0	0,4	0,08 (0,04)[1)]	49,96	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66
				ПС 110 кВ Гребнево	ООО СЗ «Солнечная долина»	03.03.2017	1700895/ЦА	2025	1,248	0	10	0,5						
				ПС 110 кВ Гребнево	ООО «Стройэнергокапитал»	26.06.2023	ИА-23-303-15217(949097)	2025	4,605	0	10	1,84						
				ПС 110 кВ Гребнево	ООО «Огнеза»	10.10.2023	ИА-23-302-16880(256547)	2027	1	0	0,4	0,5						
				ПС 110 кВ Гребнево	ООО «ТПК СУХОЙ ЛЕД»	22.02.2024	2401044/ЦА	2027	1,2	0	10	0,12						
				ПС 110 кВ Гребнево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,22	0	0,4	0,12						
41	ПС 110 кВ Шаховская	2023 / зима	40,16	ПС 35 кВ Промбаза	ООО «Шаховская»	17.11.2021	ИА-21-303-8228(556814)	2025	1,485	0	35	0,59	41,39	41,70	43,28	43,28	43,28	44,09
				ПС 35 кВ Середа	ООО «Фасад Строй»	03.03.2023	ИА-23-302-13723(609821)	2027	0,7	0	10	0,28						
				ПС 110 кВ Шаховская	ООО «РусПЛАСТ»	05.02.2024	ИА-23-303-17901(349421)	2028	1	0	0,4	0,4						
				ПС 110 кВ Шаховская	ООО «АГРО-ИННОВАЦИЯ»	17.04.2024	ИА-24-303-19831(195301)	2028	1,2	0	10	1,08						
				ПС 110 кВ Шаховская	ООО «Изолятор-полимерные изоляторы и композиты»	30.01.2025	ИА-25-302-24208(638159)	2031	1,5	0	10	0,75						
				ПС 110 кВ Шаховская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,62	0	0,4	0,56						
42	ПС 110 кВ Бруски	2022 / зима	7,61	ПС 110 кВ Бруски	ООО «Кондитерская фабрика «ПОБЕДА»	05.07.2021	2107064/ЦА	2025	1,65 (0,83)[1)]	0	0,4	0,83 (0,41)[1)]	8,07	8,07	8,07	8,07	8,07	8,07
				ПС 110 кВ Бруски	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,19	0	0,4	0,02						
43	ПС 110 кВ Руза	2024 / зима	28,18	ПС 35 кВ Карповка	АО «Объем»	30.03.2022	ИА-22-302-9862(987064)	2026	1 (0,5)[1)]	0	10	0,4 (0,2)[1)]	29,51	29,70	30,60	30,60	30,60	30,60
				ПС 35 кВ Карповка	ЗАО «Ямакава Груп»	11.04.2013	ИА-13-302-1187(904608)	2027	0,85 (0,425)[1)]	0	10	0,34 (0,17)[1)]						
				ПС 35 кВ Ракитино	ООО «Вима»	14.04.2015	ИА-15-302-225(909637)	2026	2,52 (1,26)[1)]	1,4 (0,7)[1)]	10	0,44 (0,22)[1)]						
				ПС 110 кВ Руза	ООО ЧОП «МЕРКУРИЙ»	04.10.2022	ИА-22-302-12359(408865)	2026	1	0	10	0,4						
				ПС 35 кВ Северная	ООО «РигаСтрой»	28.05.2024	ИА-24-303-20229(213401)	2028	2,1	0	10	0,84						
				ПС 110 кВ Руза	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,22	0	0,4	0,42						
44	ПС 110 кВ Лидино	2021 / зима	24,3	ПС 35 кВ Ракитино	ООО «Вима»	14.04.2015	ИА-15-302-225(909637)	2026	2,52 (1,26)[1)]	1,4 (0,7)[1)]	10	0,44 (0,22)[1)]	25,45	25,64	25,64	25,64	25,64	25,64
				ПС 35 кВ Карповка	АО «Объем»	30.03.2022	ИА-22-302-9862(987064)	2026	1 (0,5)[1)]	0	10	0,4 (0,2)[1)]						
				ПС 35 кВ Карповка	ЗАО «Ямакава Груп»	11.04.2013	ИА-13-302-1187(904608)	2027	0,85 (0,425)[1)]	0	10	0,34 (0,17)[1)]						
				ПС 35 кВ Филатово	ООО «Фирма «ЛАТИС»	06.06.2022	ИА-22-302-9553(971845)	2026	0,9	0	10	0,36						
				ПС 110 кВ Лидино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,91	0	0,4	0,29						
45	ПС 110 кВ Верея	2023 / зима	38,25	ПС 110 кВ Верея	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,1	0	0,4	0,31	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
46	ПС 110 кВ Чанки	2024 / зима	10,94	ПС 110 кВ Чанки	МУП «Тепло Коломны» объединенные инженерные системы	07.04.2023	ИА-23-303-14163(661952)	2027	1,32	0	10	0,53	11,14	11,70	11,70	11,70	11,70	11,70
				ПС 110 кВ Чанки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,87	0	0,4	0,19						
47	ПС 110 кВ Стрелецкая	2024 / зима	40,69	ПС 110 кВ Стрелецкая	ООО «Ступино Про»	23.12.2013	Ю8-13-302-9920(904694)	2025	8,3 (4,15)[1)]	3,3 (1,65)[1)]	10	3,5 (1,75)[1)]	43,37	43,90	44,89	44,89	44,89	44,89
				ПС 35 кВ Металлист	ГУП МО «КС МО»	28.12.2023	2308176/ЦА	2025	0,826	0	0,4	0,58						
				ПС 35 кВ Металлист	ООО «КСМК-М4»	21.02.2024	ИА-23-302-18087(329571)	2028	1,317	0	0,4	0,53						
				ПС 35 кВ Металлист	ООО «ТЕПОФОЛ»	30.05.2024	ИА-24-303-20249(193290)	2027	0,98	0	6	0,49						
				ПС 35 кВ Металлист	ООО «Цифровые перспективы»	11.12.2024	ИА-24-302-23291(589014)	2028	0,8	0	10	0,4						
				ПС 110 кВ Стрелецкая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,7	0	0,4	0,17						
48	ПС 110 кВ Загорново	2024 / зима	25,54	ПС 110 кВ Загорново	ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ»	25.06.2024	2407811/ЦА	2027	3	0	10	1,2	25,88	33,77	33,77	33,77	33,77	33,77
				ПС 110 кВ Загорново	ООО «Руберг»	17.08.2023	ИА-23-302-15998(142488)	2027	1,5	0	6	0,6						
				ПС 110 кВ Загорново	ООО «СпецПромКомпания»	10.02.2023	ИА-23-303-13863(619752)	2027	4,8	0	10	4,32						
				ПС 110 кВ Загорново	ООО «Девиденд»	28.12.2023	ИА-23-302-18238(403820)	2027	3	0	10	1,2						
				ПС 110 кВ Загорново	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,23	0	0,4	0,32						
49	ПС 110 кВ Венюково	2023 / зима	32,16	ПС 110 кВ Венюково	ООО «Риал»	28.01.2025	ИА-25-303-24257(581682)	2031	0,8	0	6	0,4	32,88	32,88	32,88	32,88	32,88	33,31
				ПС 110 кВ Венюково	ООО «ЛАЙТ ИНДАСТРИАЛ»	22.06.2023	ИА-23-302-15343(907785)	2025	0,72	0	6	0,29						
				ПС 110 кВ Венюково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,89	0	0,4	0,39						
50	ПС 110 кВ Рыболово	2023 / зима	29,09	ПС 110 кВ Рыболово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,69	0	0,4	1,07	30,22	30,22	30,22	30,22	30,22	30,22
51	ПС 110 кВ Бережки	2022 / зима	22,91	ПС 110 кВ Бережки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,71	0	0,4	0,07	22,99	22,99	22,99	22,99	22,99	22,99
52	ПС 110 кВ Бор	2024 / зима	56,01	ПС 110 кВ Бор	ООО «Ашан»	22.04.2016	ИА-16-302-49(971306)	2025	7,7	0	10	3,85	83,99	83,99	85,05	85,05	85,05	85,05
				ПС 110 кВ Бор	ООО «Большое Домодедово-3»	25.09.2014	ИА-14-302-1655(910921)	2025	15	0	10	6						
				ПС 110 кВ Бор	ООО «Склады 104»	12.10.2007	8705-409	2025	15	8,25	10	3,38						
				ПС 110 кВ Бор	ООО «Склады 120»	20.06.2007	7907-409	2025	8	0	10	4						
				ПС 110 кВ Бор	ООО «МУЛЬТИКОЛД»	06.07.2021	ИА-21-302-6334(356558)	2025	4,5	0	10	1,8						
				ПС 110 кВ Бор	ООО «МУЛЬТИКОЛД»	24.06.2021	ИА-21-302-6332(356561)	2025	4,5	0	10	1,8						
				ПС 110 кВ Бор	Федеральное государственное бюджетное учреждение культуры «Государственный фонд кинофильмов Российской Федерации»	04.04.2022	ИА-21-302-8756(675174)	2026	4	0	10	1,6						
				ПС 110 кВ Бор	ООО «Технотрон-Метиз»	17.05.2024	ИА-24-302-20262(176344)	2028	4,9	0	10	0,49						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 110 кВ Бор	ООО «Технотрон-Метиз»	17.05.2024	ИА-24-302-20260(176345)	2028	4,9	0	10	0,49						
				ПС 110 кВ Бор	ООО «Развитие»	27.12.2007	8075-409	2025	9,00	3	10	3						
				ПС 110 кВ Бор	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,67	0	0,4	0,57						
53	ПС 110 кВ Вяземы	2024 / зима	31,78	ПС 110 кВ Вяземы	АО «АРСЕНАЛ» КРЗПП»	11.12.2023	2326699/ЦА	2026	1,99	0	10	1,39	33,39	33,82	33,82	33,82	33,82	33,82
				ПС 110 кВ Вяземы	ГБУ «ФХУ Мэрии Москвы»	22.07.2013	ИА-13-302-1084(904459)	2025	0,6	0	0,4	0,06						
				ПС 110 кВ Вяземы	Физ. лицо	27.09.2024	2418703/ЦА	2027	4	0	10	0,4						
				ПС 110 кВ Вяземы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,48	0	0,4	0,05						
54	ПС 110 кВ Гранит	2024 / зима	42,74	ПС 110 кВ Гранит	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,19	0	0,4	0,12	42,87	42,87	42,87	42,87	42,87	42,87
55	ПС 110 кВ Гришенки	2023 / зима	29,44	ПС 110 кВ Гришенки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,3	0	0,4	0,03	29,47	29,47	29,47	29,47	29,47	29,47
56	ПС 110 кВ Губино	2022 / зима	6,5	ПС 110 кВ Губино	ООО МЗ «Тонар»	27.07.2022	2215523/ЦА	2026	2,68	0	6	1,88	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52	8,52
				ПС 110 кВ Губино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0	0	0,4	0						
57	ПС 110 кВ Давыдково	2024 / зима	7,51	ПС 110 кВ Давыдково	ООО «К-ФЛЕКС»	30.11.2021	ИА-21-302-7939(471471)	2025	7,00	0	0,4	4,90	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70	12,70
58	ПС 110 кВ Двойня	2024 / зима	19,16	ПС 110 кВ Двойня	АО «Интеллектуальные активы»	21.10.2024	ИА-24-302-22289(479843)	2028	3,9	0	10	1,95	22,90	22,90	25,00	25,00	25,00	25,00
				ПС 110 кВ Двойня	ООО «Экологический цифровой оператор»	05.07.2023	ИА-23-302-15313(918712)	2025	4,5	0	10	3,15						
				ПС 110 кВ Двойня	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,29	0	0,4	0,33						
59	ПС 110 кВ Дзержинская	2024 / зима	27,43	ПС 110 кВ Дзержинская	ООО «ВТМ Дорпроект»	26.12.2011	112336	2025	0,75	0	0,4	0,3	29,97	29,97	29,97	29,97	29,97	29,97
				ПС 110 кВ Дзержинская	ООО «УЗТПА»	31.08.2020	2010299/ЦА	2025	0,80	0	6	0,64						
				ПС 110 кВ Дзержинская	ДМУП «ЭКПО»	26.03.2021	2103211/ЦА	2025	0,87	0	0,4	0,61						
				ПС 110 кВ Дзержинская	ДМУП «ЭКПО»	26.03.2021	2103214/ЦА	2025	1,06	0	0,4	0,74						
				ПС 110 кВ Дзержинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,93	0	0,4	0,09						
60	ПС 110 кВ Донино	2024 / зима	45,76	ПС 110 кВ Донино	Управление капитального строительства Администрации Раменского городского округа	30.06.2021	А-02/21-ТП	2025	0,69	0	0,4	0,49	47,81	47,81	47,81	47,81	47,81	47,81
				ПС 110 кВ Донино	ООО СЗ «Квартал А»	15.07.2024	2413523/ЦА	2025	2,80	0	10	1,12						
				ПС 110 кВ Донино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,07	0	0,4	0,31						
61	ПС 110 кВ Духанино	2024 / зима	23,97	ПС 110 кВ Духанино	ООО «Истра Курорт»	31.01.2014	ИА-13-302-2096(925531)	2025	3,33	0	10	0,33	27,45	27,81	27,81	27,81	27,81	27,81
				ПС 110 кВ Духанино	ООО «Истра-Логистика»	05.08.2022	ИА-22-302-11280(259258)	2026	4,998	0	10	2						
				ПС 110 кВ Духанино	Физ. лицо	30.11.2022	ИА-22-302-11623(267954)	2025	1	0	10	0,1						
				ПС 110 кВ Духанино	ООО «Вектор Инвестментс»	18.06.2013	38-13-302-2651(908044)	2025	0,67	0	10	0,27						
				ПС 110 кВ Духанино	Физ. лицо	09.06.2023	ИА-23-302-14630(690672)	2027	0,85	0	10	0,34						
				ПС 110 кВ Духанино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,35	0	0,4	0,54						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
62	ПС 110 кВ Ельдигино	2024 / зима	20,56	ПС 110 кВ Ельдигино	ООО «Учинский лес»	19.12.2007	СВ-07-302-778(741)	2025	0,8	0	10	0,32	22,08	22,08	22,21	22,21	22,21	22,21
				ПС 110 кВ Ельдигино	ООО «СЗ «Самолет-Пушкино»	05.02.2024	ПС-ЯРШ-30-24	2025	0,88	0	0,4	0,35						
								2026	0,50	0	0,4	0,20						
								2028	0,32	0	0,4	0,13						
				ПС 110 кВ Ельдигино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,56	0	0,4	0,56						
63	ПС 110 кВ Жегалово	2021 / зима	54,49	ПС 110 кВ Жегалово	ТСН «Варежки»	09.08.2017	1709152/ЦА	2025	3,082	0	10	0,31	62,89	68,30	68,30	68,30	68,30	68,30
				ПС 110 кВ Жегалово	ООО «Строймонтаж»	19.09.2019	1914088/ЦА	2025	0,8	0	10	0,32						
				ПС 110 кВ Жегалово	ООО «Ай Щелково»	06.08.2021	292/3ТП/ЦНТ-2021	2025	4,9	1,25	10	1,46						
				ПС 110 кВ Жегалово	ООО «Ай Щелково»	27.09.2022	475/3ТП/ЦНТ-2022	2026	4,9	0,63	10	1,71						
				ПС 110 кВ Жегалово	ООО «КАРГО-ТРЕЙД»	13.06.2023	2309971/ЦА	2026	1,6	0	10	0,64						
				ПС 110 кВ Жегалово	ООО «Ай Щелково»	11.10.2023	379/3ТП/ЦНТ-2023	2026	3,08	0	10	2,16						
				ПС 110 кВ Жегалово	ЗАО «Трубопроводные системы и технологии»	29.02.2024	2401061/ЦА	2025	1,15	0	10	0,92						
				ПС 110 кВ Жегалово	ООО «Газхолодтехника»	29.03.2024	2403335/ЦА	2027	4,53	0	10	3,17						
				ПС 110 кВ Жегалово	ООО «Элмонт Энерго»	15.06.2023	ИА-23-307-15127(999250)	2027	4,55	0	10	1,82						
				ПС 110 кВ Жегалово	Физ. лицо	21.02.2024	2402177/ЦА	2025	1,15	0	10	0,12						
				ПС 110 кВ Жегалово	МАУК ГОЩ «Дирекция парков»	30.09.2024	2419191/ЦА	2027	0,786 (0,39)[1)]	0	0,4	0,08 (0,04)[1)]						
				ПС 110 кВ Жегалово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,7	0	0,4	0,17						
64	ПС 110 кВ Заповедник	2024 / зима	12,16	ПС 110 кВ Заповедник	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,9	0	0,4	0,09	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26	12,26
65	ПС 110 кВ Захарово	2024 / зима	44,6	ПС 110 кВ Захарово	ООО «Завод полимерного машиностроения «АтласМаш»	26.01.2024	ИА-23-302-18380(388575)	2026	1,50	0	6	1,05	46,19	46,19	46,19	46,19	46,19	46,19
				ПС 110 кВ Захарово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,33	0	0,4	0,43						
66	ПС 110 кВ Зеленоградская	2024 / зима	27,59	ПС 110 кВ Зеленоградская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,4	0	0,4	0,14	27,74	27,74	27,74	27,74	27,74	27,74
67	ПС 110 кВ Котельники	2020 / зима	42,38	ПС 110 кВ Котельники	ООО Фирма «ВАШ ДОМ»	26.10.2021	2119533/ЦА	2025	0,81	0	0,4	0,56	45,72	45,72	49,19	49,19	49,19	49,19
				ПС 110 кВ Котельники	ООО «АЛПЛА»	20.12.2023	ИА-23-326-18241(298051)	2026	1,48	0	10	0,74						
				ПС 110 кВ Котельники	АО «СЗ «НОВЫЙ ГОРИЗОНТ»	29.06.2020	ЮЛ/00092/20	2025	0,87	0	0,4	0,35						
								2026	2,5	0	0,4	1						
				ПС 110 кВ Котельники	ООО «Комфорт»	14.08.2024	ИА-24-302-21488(393703)	2028	3,5	0	10	2,45						
				ПС 110 кВ Котельники	ООО «Петроком»	18.09.2017	ИА-17-302-445(984040)	2025	2	0	10	0,2						
				ПС 110 кВ Котельники	Московский фонд реновации жилой застройки	20.02.2024	ИА-24-302-18516(411711)	2028	0,93 (0,47)[1)]	0	0,4	0,37 (0,19)[1)]						
				ПС 110 кВ Котельники	Государственное унитарное предприятие города Москвы «Мосгортранс»	20.09.2024	ИА-24-302-19845(199835)	2028	3 (1,5)[1)]	0	0,4	1,2 (0,6)[1)]						
				ПС 110 кВ Котельники	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,77	0	0,4	0,28						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
68	ПС 110 кВ Красково	2024 / зима	94,45	ПС 35 кВ Панки	ОАО «РЖД»	15.06.2022	ИА-22-303-10133(595594)	2025	11,65	0	35	5,83	104,85	108,56	111,03	113,83	113,83	113,83
				ПС 110 кВ Красково	ООО «АРТ ДАЙДЖЕСТ»	07.11.2008	610/11/08-ТП	2025	1,04	0	10	0,10						
				ПС 110 кВ Красково	ООО СЗ ИСК «Ареал»	28.05.2018	1805227/ЦА	2025	4,5	0	10	1,8						
				ПС 110 кВ Красково	АО «Люберецкий завод Монтажавтоматика»	10.07.2013	131678	2026	2,125	0	10	1,49						
				ПС 110 кВ Красково	МУ «МФК «ТРИУМФ»	24.07.2020	2001723/ЦА	2025	1	0	10	0,1						
				ПС 110 кВ Красково	ООО «СЗ «Реалинвест»	08.11.2023	ТП94_278_МО23ТПЭ	2027	3,66	0	10	1,46						
				ПС 110 кВ Красково	ООО «ДОК-13»	28.02.2024	ПС-34-24	2027	2,26	0	0,4	0,9						
								2028	1,71	0	0,4	0,68						
				ПС 110 кВ Красково	ООО «ДОК-13»	28.02.2024	ПС-35-24	2028	1,6	0	0,4	0,64						
				ПС 110 кВ Красково	ООО «БЕНС»	25.03.2024	2402236/ЦА	2027	1	0	6	0,1						
				ПС 110 кВ Красково	АО СЗ «Новый горизонт»	28.02.2020	ЮЛ/00027/19	2025	3,37	2,5	0,4	0,35						
				ПС 110 кВ Красково	ООО «СЗ «ТРЕНД-ГРУПП»	09.12.2024	СП-277-24/С	2027	2,475	0	6	0,99						
								2028	2,475	0	6	0,99						
				ПС 110 кВ Красково	ООО «СЗ «ТРЕНД-ГРУПП»	05.03.2025	ПС-ОБЩИЕ-71-25	2029	4,3	0	6	1,72						
				ПС 110 кВ Красково	ООО «СЗ «ТРЕНД-ГРУПП»	05.03.2025	ПС-ОБЩИЕ-72-25	2029	2,2	0	6	0,88						
				ПС 110 кВ Красково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0	0	0,4	0						
69	ПС 110 кВ Красногорка	2024 / зима	35,68	ПС 110 кВ Красногорка	ООО «Аквила»	19.08.2020	2009405/ЦА	2025	0,89	0	6	0,09	43,54	47,56	47,91	47,91	47,91	47,91
				ПС 110 кВ Красногорка	Физ. лицо	25.05.2021	2105769/ЦА	2025	1,03	0	0,4	0,10						
				ПС 110 кВ Красногорка	ООО «Экономтрансстрой»	08.06.2011	ИА-11-302-69(925198)	2025	4,5	1,2	10	1,32						
				ПС 110 кВ Красногорка	ООО «СЗ ГК «РАЗВИТИЕ»	26.08.2024	ЦОЭ(ТП)-24-008-008-(21-ТП)	2026	1,89	0	0,4	0,76						
				ПС 110 кВ Красногорка	ООО «СЗ «Восточный1»	17.09.2024	ИА-24-302-21523(354473)	2028	0,83	0	0,4	0,33						
				ПС 110 кВ Красногорка	ООО «СЗ «Самолет-Ерино»	16.10.2024	ПС-КВЕ-567-24	2027	4,75	0	0,4	1,9						
				ПС 110 кВ Красногорка	ООО «СЗ «Рязановское 1»	16.10.2023	ИА-23-302-15823(922840)	2025	9,5	0	10	3,8						
				ПС 110 кВ Красногорка	Государственное казенное учреждение города Москвы «Москворечье»	26.05.2021	ИА-20-302-3966(181956)	2025	3,6 (1,8)[1)]	0	0,4	1,44 (0,72)[1)]						
				ПС 110 кВ Красногорка	ООО «СЗ «Самолет-Ерино»	03.04.2024	ПС-ПДЛЕ-146-24	2027	4,75	0	0,4	1,9						
				ПС 110 кВ Красногорка	ГКУ МО «ДЗКС»	04.04.2025	2501373/ЦА	2025	0,828	0	0,4	0,08						
				ПС 110 кВ Красногорка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,6	0	0,4	0,46						
70	ПС 110 кВ Ляхово	2024 / зима	25,7	ПС 110 кВ Ляхово	ООО «ППК Косино»	06.07.2020	ИА-20-302-1145(710592)	2025	12	0	10	6	33,27	33,27	34,32	34,32	37,01	37,01
				ПС 110 кВ Ляхово	ООО «БОЛЬШОЕ ДОМОДЕДОВО»	25.11.2016	ИА-16-302-524(975736)	2028	4,9	0	10	0,49						
				ПС 110 кВ Ляхово	ООО Управляющая компания «А класс капитал» Д.У. Комбинированным закрытым паевым инвестиционным фондом»	09.08.2024	ИА-24-302-21587(362261)	2030	4,98	0	10	2,49						
				ПС 110 кВ Ляхово	ООО «БОЛЬШОЕ ДОМОДЕДОВО»	25.11.2016	ИА-16-302-519(975743)	2028	4,9	0	10	0,49						
				ПС 110 кВ Ляхово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,44	0	0,4	1,04						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
71	ПС 110 кВ Малино	2024 / зима	29,46	ПС 110 кВ Малино	ООО «Технорол»	31.05.2024	ИА-24-303-20153(178456)	2028	1	0	10	0,1	29,75	29,75	29,85	29,85	29,85	29,85
				ПС 110 кВ Малино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,69	0	0,4	0,27						
72	ПС 110 кВ Мамоново	2024 / зима	53,24	ПС 110 кВ Мамоново	ООО «Финмаркт»	11.08.2016	1606947/ЦА	2025	16,6 (8,3)[1)]	0	10	6,64 (3,32)[1)]	57,90	57,90	57,90	57,90	57,90	57,90
				ПС 110 кВ Мамоново	ООО «Специализированный застройщик «Аметист»	12.07.2021	ИА-21-302-6466(411538)	2025	0,71	0	0,4	0,29						
				ПС 110 кВ Мамоново	ООО «СЗ»ЮАССтрой»	27.04.2018	1802568/ЦА	2025	1	0	10	0,4						
				ПС 110 кВ Мамоново	ООО «ОНИКС»	08.10.2024	2422258/ЦА	2025	1,3	0	10	0,13						
				ПС 110 кВ Мамоново	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,94	0	0,4	0,19						
73	ПС 110 кВ Мишуково	2024 / зима	26,62	ПС 110 кВ Мишуково	ООО «Птицефабрика Элинар Бройлер»	31.05.2024	ИА-24-303-20423(280301)	2027	2	0	10	1	26,73	27,81	27,81	27,81	27,81	27,81
				ПС 110 кВ Мишуково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,04	0	0,4	0,1						
74	ПС 110 кВ Монино	2023 / зима	48,6	ПС 110 кВ Монино	ООО «Норд Стар»	24.11.2011	110813	2025	1	0,3	0,4	0,07	53,41	60,26	62,95	62,95	62,95	62,95
				ПС 110 кВ Монино	ООО «ТехноСервис»	18.04.2013	ИА-12-302-6621(943350)	2025	1,94	0	10	0,78						
				ПС 110 кВ Монино	ООО «Производственно-Складской Комплекс «Атлант-Парк»	17.07.2023	ИА-23-302-15816(124679)	2027	5	0	10	2,5						
				ПС 110 кВ Монино	ООО «Евродом Групп»	04.10.2023	ИА-23-302-16553(230470)	2026	2	0	10	1						
								2027	1,5	0	10	0,75						
				ПС 110 кВ Монино	ООО «Специализированный застройщик «АВЕРУС»	28.12.2023	472/3ТП/ЦНТ-2023	2027	3,6	0	10	2,52						
				ПС 110 кВ Монино	ООО «Усадьба Брюса»	11.06.2024	2408606/ЦА	2027	0,98	0	6	0,1						
				ПС 110 кВ Монино	ООО «Евродом Групп»	03.07.2024	ИА-24-302-21070(352307)	2028	4,995	0	10	2,5						
				ПС 110 кВ Монино	ООО «Евродом Групп»	03.09.2024	ИА-24-364-21943(443571)	2027	1	0	10	0,5						
				ПС 110 кВ Монино	ООО «Специализированный застройщик «АВЕРУС»	01.11.2023	ИА-23-307-17338(277024)	2025	3,5	0	10	1,4						
				ПС 110 кВ Монино	ООО «Роданс»	06.04.2023	ИА-23-302-14026(596168)	2025	2	0	10	0,8						
				ПС 110 кВ Монино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,24	0	0,4	0,42						
75	ПС 110 кВ Мцыри	2024 / зима	19,94	ПС 110 кВ Мцыри	ООО «Фьюче Арт «	28.12.2022	2202553/ЦА	2026	0,78	0	0,4	0,55	22,62	22,62	22,62	22,62	23,12	23,12
				ПС 110 кВ Мцыри	ООО «Специализированный застройщик «Сити»	11.09.2024	ИА-24-302-21223(350415)	2030	1,2	0	0,4	0,48						
				ПС 110 кВ Мцыри	ООО «Специализированный застройщик «Сити»	04.10.2024	ИА-24-302-22303(367334)	2026	3,1	0	10	1,24						
				ПС 110 кВ Мцыри	ООО «УК «БФА» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Симметрия»	09.07.2018	ИА-18-302-286(942121)	2026	2,2	0	10	0,22						
				ПС 110 кВ Мцыри	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,94	0	0,4	0,49						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
76	ПС 110 кВ Новодомодедово	2024 / зима	52,86	ПС 110 кВ Новодомодедово	Физ. лицо	01.09.2015	Ю-404/15	2025	1,365 (0,68)[1)]	0	10	0,14 (0,07)[1)]	57,82	59,98	60,33	60,54	60,54	60,54
				ПС 110 кВ Новодомодедово	ООО «СЗ «Домодедово Ривер Сайд»	01.07.2021	2103173/ЦА	2025	4,9	0	10	1,96						
				ПС 110 кВ Новодомодедово	ООО «СЗ «Домодедово Ривер Сайд»	17.05.2022	2124663/ЦА	2026	4,9	0	10	1,96						
				ПС 110 кВ Новодомодедово	ООО «АРТ-Лоджистик»	21.03.2023	2229363/ЦА	2027	1	0	6	0,4						
				ПС 110 кВ Новодомодедово	ООО «Атлант-Строй»	11.01.2023	ИА-22-302-13584(589820)	2027	4	0	10	1,6						
				ПС 110 кВ Новодомодедово	ООО «ХАВЕН»	26.12.2024	ПС-ПРП-359-24	2026	1,98	0	0,4	0,2						
								2029	1,98	0	0,4	0,2						
				ПС 35 кВ Елизарово	ООО «Инстоун Девелопмент»	18.06.2024	ИА-24-303-20680(300624)	2028	1,3 (0,65)[1)]	0	6	0,66 (0,33)[1)]						
				ПС 110 кВ Новодомодедово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,33	0	0,4	0,43						
77	ПС 110 кВ Новоцементная	2022 / зима	40,77	ПС 110 кВ Новоцементная	ООО «Индустриальный парк «Южный»	29.12.2021	ИА-21-302-8936(910148)	2025	2 (1)[1)]	0	10	0,8 (0,4)[1)]	41,95	42,11	43,18	43,18	43,18	43,18
				ПС 110 кВ Новоцементная	ООО «ОЗ РТИ-ПОДОЛЬСК»	17.08.2023	ИА-23-302-15641(114482)	2027	1,5	0	6	0,15						
				ПС 110 кВ Новоцементная	ООО Управляющая компания «А класс капитал» Д.У. Комбинированным закрытым паевым инвестиционным фондом»	28.05.2024	ИА-24-302-20199(208324)	2028	2	0	10	1						
				ПС 110 кВ Новоцементная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,03	0	0,4	0,7						
78	ПС 110 кВ Ожогино	2024 / зима	7,94	ПС 110 кВ Ожогино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,65	0	0,4	0,17	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11
79	ПС 110 кВ Орево	2024 / зима	20,05	ПС 110 кВ Орево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,94	0	0,4	0,09	20,15	20,15	20,15	20,15	20,15	20,15
80	ПС 110 кВ Перемилово	2024 / зима	28,71	ПС 110 кВ Перемилово	ООО «Апрель»	24.03.2008	9351-409	2025	8,9	2,403	10	0,65	32,01	32,40	32,40	32,40	32,40	32,40
				ПС 110 кВ Перемилово	ООО СПК «МДК»	22.04.2021	ИА-21-303-5537(296838)	2026	3,35	0	10	0,34						
				ПС 110 кВ Перемилово	Муниципальное автономное учреждение «Управление капитального строительства Дмитровского городского округа»	14.12.2023	ИА-23-302-18032(382586)	2027	0,92	0	10	0,37						
				ПС 110 кВ Перемилово	ООО «СЗ «Самолет-Дмитров»	04.10.2022	СП-236-22	2025	2,84	0	0,4	1,14						
								2026	1,66	0	0,4	0,66						
				ПС 110 кВ Перемилово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,1	0	0,4	0,31						
81	ПС 110 кВ Пернатово	2024 / зима	28,89	ПС 110 кВ Пернатово	Физ. лицо	24.12.2007	9042-409	2025	0,76	0	0,4	0,08	29,38	29,38	29,38	29,38	29,38	29,38
				ПС 110 кВ Пернатово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,76	0	0,4	0,38						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
82	ПС 110 кВ Планерная	2024 / зима	59,27	ПС 110 кВ Планерная	АО «Специализированный застройщик Голдфиш»	24.04.2023	ГЛД-01-22/ТП	2027	9,639 (3,32)[2)]	0,825 (0,275)[2)]	0,4	3,65 (1,22)[2)]	78,86	80,83	80,83	80,83	80,83	80,83
				ПС 110 кВ Планерная	ООО «СтройАльянс»	20.07.2018	ИА-18-302-191(931269)	2025	8,6	0	10	3,44						
				ПС 110 кВ Планерная	АО «Пансионат отдыха «Новогорск»	08.06.2018	ИА-18-302-186(931274)	2025	5,118 (2,56)[1)]	0	10	2,04 (1,02)[1)]						
				ПС 110 кВ Планерная	АО «Континент проект»	27.08.2014	ИА-14-302-693(911353)	2025	11,7	0	10	4,68						
				ПС 110 кВ Планерная	ООО «Индустриальный парк «Шереметьево», ООО «ТЕХНОПРОМ»	09.01.2014	ИА-13-302-2101(926380)	2025	16 (8)[1)]	0	10	8 (4)[1)]						
				ПС 110 кВ Планерная	ООО «Шереметьево-4»	09.07.2008	9748-409	2025	25 (8,33)[2)]	7,5 (2,5)[2)]	10	6,99 (2,33)[2)]						
				ПС 110 кВ Планерная	ООО «Северная страна»	22.07.2021	ДТП/МО/21/006	2026	2	0	10	0,8						
				ПС 110 кВ Планерная	ООО «Новый город»	22.07.2021	ДТП/МО/21/007	2026	2	0	10	0,8						
				ПС 110 кВ Планерная	ООО «СЗ «Северо-Восток Столицы»	13.04.2021	ЮЛ/00164/21	2025	9,072	8,507	0,4	0,23						
				ПС 110 кВ Планерная	АНО «Развитие социальной инфраструктуры»	06.05.2022	МС-22-302-75284(989044)	2025	0,73	0	0,4	0,07						
				ПС 110 кВ Планерная	ООО «СЗ «Куркинский проект»	09.01.2024	КЭ888	2025	1,24	0	0,4	0,5						
				ПС 110 кВ Планерная	ОАО «РЖД»	13.12.2023	ИА-23-302-17733(361985)	2027	0,34	0	10	0,13						
				ПС 110 кВ Планерная	ООО «СЗ «САМОЛЕТ-МОЛЖАНИ-НОВО»	27.02.2024	ИА-24-364-18636(109257)	2027	1,25	0	10	0,5						
				ПС 110 кВ Планерная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,33	0	0,4	0,33						
83	ПС 110 кВ Поварово	2024 / зима	91,32	ПС 110 кВ Поварово	АО «Корпорация развития Московской области»	04.07.2024	ИА-24-302-20707(180457)	2025	10,3	0	10	7,21	107,91	113,09	114,87	114,87	114,87	114,87
				ПС 35 кВ Воронино	Администрация городского округа Солнечногорск Московской области	01.02.2023	17/3ТП/ЦНТ-2023	2025	0,853 (0,43)[1)]	0	6	0,08 (0,04)[1)]						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «Росинка»	01.09.2021	ИА-21-302-6141(375385)	2025	3	0	10	1,2						
				ПС 35 кВ Выползово	ООО «М.П.А. Медицинские партнеры- Клиника»	05.04.2024	ИА-24-302-19508(166085)	2028	1,275 (0,64)[2)]	0	6	0,9 (0,45)[2)]						
				ПС 110 кВ Поварово	АО «Корпорация развития Московской области»	25.12.2023	ЦОЭ(ТП)-23-005(011)	2027	2	0	10	1						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ»	17.04.2024	ИА-24-302-19787(143667)	2028	3	0	10	1,2						
				ПС 35 кВ Берсень	ОАО «РЖД»	26.05.2023	ИА-23-307-13927(620868)	2027	4,95	0	35	2,48						
				ПС 110 кВ Поварово	ОАО «Авексима»	03.05.2018	ИА-18-302-36(133236)	2025	6	0	10	4,2						
				ПС 35 кВ Берсень	ООО «Специализированный застройщик «МособлДевелопмент»	21.12.2022	52348-12-22/МОСК	2025	2,93	1,68	10	0,88						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «Новый город»	16.03.2018	ИА-18-302-127(923849)	2027	0,85	0	10	0,34						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «МУЛЬТИКОЛД»	10.03.2025	ИА-25-302-24792(142967)	2027	10	0	10	1						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 110 кВ Поварово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	19,05	0	0,4	1,91						
84	ПС 110 кВ Пятницкая	2021 / зима	8,55	ПС 110 кВ Пятницкая	ООО «Белянка»	08.10.2024	ИА-24-303-22417(450537)	2027	4,54	0	10	4,09	9,01	13,41	13,41	13,41	13,41	13,41
				ПС 110 кВ Пятницкая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,37	0	0,4	0,44						
85	ПС 110 кВ Райки	2024 / зима	30,5	ПС 110 кВ Райки	ООО «МВСК-Строй»	29.01.2014	30ГТП	2025	0,67	0	6	0,27	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89	30,89
				ПС 110 кВ Райки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,94	0	0,4	0,09						
86	ПС 110 кВ Раменье	2024 / зима	3,22	ПС 110 кВ Раменье	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,25	0	0,4	0,03	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
87	ПС 110 кВ Рогачево	2024 / зима	23,25	ПС 110 кВ Рогачево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,75	0	0,4	0,37	23,65	23,65	23,65	23,65	23,65	23,65
88	ПС 110 кВ Сирена	2021 / зима	14,99	ПС 110 кВ Сирена	ООО «Победа вкуса»	19.09.2024	ИА-24-302-22196(372443)	2026	5,20	0	6	2,6	21,86	21,86	21,86	21,86	21,86	21,86
				ПС 110 кВ Сирена	ООО «Белла»	21.09.2021	ИА-21-302-6792(472744)	2026	4	0	6	1,6						
				ПС 110 кВ Сирена	ООО «Егорьевский завод пластиковых изделий»	07.11.2023	ИА-23-303-17220(287787)	2026	3	0	6	2,1						
				ПС 110 кВ Сирена	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,77	0	0,4	0,08						
89	ПС 110 кВ Смена	2024 / зима	45,9	ПС 110 кВ Смена	ООО «Евросибспецстрой»	13.10.2014	144545/ЦА	2026	3,81	2,66	10	0,12	47,17	48,12	48,25	48,25	48,25	48,25
								2028	1,18	0	10	0,12						
				ПС 110 кВ Смена	ГКУ МО «ДЗКС»	17.09.2021	2021043/ЦА	2025	0,7	0	0,4	0,28						
				ПС 110 кВ Смена	АО «Сергиево-Посадский мясокомбинат»	09.08.2023	ИА-23-303-15868(133050)	2027	2,23	0	10	0,89						
				ПС 110 кВ Смена	ООО «Газпром теплоэнерго МО»	17.03.2025	2501585/ЦА	2025	0,72	0	0,4	0,50						
				ПС 110 кВ Смена	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,92	0	0,4	0,29						
90	ПС 110 кВ Черноголовка	2024 / зима	22,39	ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «Кетра»	08.08.2022	2215406/ЦА	2025	3	0	10	0,3	25,22	29,31	29,31	29,31	29,31	29,31
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «ГЛОБАЛ СНЕК»	30.11.2022	2227488/ЦА	2026	0,86	0	10	0,43						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «ИнтерПром»	09.03.2023	2232519/ЦА	2027	0,86	0	10	0,34						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «Кетра»	10.03.2023	2300642/ЦА	2027	2	0	10	0,2						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «ГЛОБАЛ СНЕК»	10.03.2023	2300791/ЦА	2027	1,5	0	10	0,75						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «ОПТИС-ЧГ»	02.05.2023	2302029/ЦА	2027	1	0	10	0,1						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «ОПТИС-ЧГ»	13.02.2024	2401361/ЦА	2025	1,5	0	10	0,15						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «НИВА-АЛЬЯНС»	23.05.2024	2406466/ЦА	2027	4,5	0	10	0,45						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «КВАРТАЛ ПАЛАС»	23.05.2024	2406471/ЦА	2027	1,5	0	10	0,15						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «Кетра»	26.09.2024	2413442/ЦА	2027	2	0	10	0,2						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ООО «Промышленное производство омывателя»	06.12.2024	ИА-24-302-22811(411495)	2027	2	0	10	1,6						
				ПС 110 кВ Черноголовка	АО Фирма «Август»	18.12.2022	ИА-22-302-13077(537995)	2025	4	0	10	1,6						
				ПС 110 кВ Черноголовка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,53	0	0,4	0,15						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
91	ПС 110 кВ Щелково	2021 / зима	27,69	ПС 110 кВ Щелково	ООО «Техностром-Центр»	25.01.2022	2124773/ЦА	2025	1,45	0	0,4	1,02	28,89	28,89	28,89	28,89	28,89	28,89
				ПС 110 кВ Щелково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,18	0	0,4	0,12						
92	ПС 110 кВ Юркино II	2024 / зима	25,9	ПС 35 кВ Растовицы	ООО «Скин»	05.06.2008	9662-409	2025	1,1	0	10	0,44	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73
				ПС 110 кВ Юркино II	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,33	0	0,4	0,33						
93	ПС 110 кВ Юрьево	2024 / зима	34,4	ПС 110 кВ Юрьево	ООО «Звезда Подмосковья»	29.07.2021	2112705/ЦА	2025	0,64	0	0,4	0,32	35,12	35,69	35,78	35,78	35,78	35,78
				ПС 110 кВ Юрьево	ООО «Сыровар»	30.06.2023	2311186/ЦА	2027	1,09	0	0,4	0,55						
				ПС 110 кВ Юрьево	ООО «ГРОСШЕФ»	31.10.2024	ИА-24-302-22771(519779)	2028	0,8	0	10	0,08						
				ПС 110 кВ Юрьево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,55	0	0,4	0,36						
94	ПС 110 кВ Ямуга	2024 / зима	48,98	ПС 110 кВ Ямуга	АО «НОРЕБО РУ»	30.12.2020	2017964/ЦА	2025	6	2	10	1,6	57,43	58,21	58,21	58,21	58,21	58,21
				ПС 110 кВ Ямуга	ООО «УК «Индустриальный парк Клин»	08.06.2023	ИА-23-302-15322(991626)	2025	12	0	10	6						
				ПС 110 кВ Ямуга	ООО «Производственное Предприятие «Гибкие Соединения»	17.07.2023	ИА-23-302-15727(147169)	2027	1,8	0	10	0,72						
				ПС 110 кВ Ямуга	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,5	0	0,4	0,25						

Примечания

1 [1)] В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается половина заявленной мощности.

2 [2)] В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от нескольких центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается равная часть заявленной мощности.

ПС 220 кВ Слобода.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 66,89 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-3 (Т-4) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 84,94 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 53,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 17,37 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 66{,}89 + 17{,}37 + 0 - 0 = 84{,}26 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 (Т-4) ПС 220 кВ Слобода, оставшегося в работе после отключения Т-4 (Т-3), на величину до 7 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Слобода ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Слобода расчетный объем ГАО составит 5,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 84,26 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-3 и Т-4 2×63 МВА на 2×100 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

ПС 110 кВ Гжель.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 43,6 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 45,58 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,93 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 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 43{,}6 + 3{,}93 + 0 - 0 = 47{,}53 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 58,7 % (без ТП превышение до 45,58 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гжель ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гжель расчетный объем ГАО составит 17,58 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 47,53 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2025 год.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в 2024 году выполнено временное подключение дополнительной ММПС мощностью 1×25 МВА.

ПС 110 кВ Роса.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 1,162.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,06 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,59 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35{,}56 + 4{,}59 + 0 - 0 = 40{,}15 \text{ МВА}.$$

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 Роса, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 38,21 % (без ТП превышение до 22,41 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Роса ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Роса расчетный объем ГАО составит 11,1 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40,15 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Луговая.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 74,1 % (37,05 МВА);

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

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

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

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-4 (Т-2, Т-3) при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,128 (1,250).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1 МВт на шины 35 кВ, 32,85 МВт на шины 10 кВ и 7,29 МВт на шины 6 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,74 МВА, 14,91 МВА и 1,25 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 110{,}2 + 16{,}9 + (-0{,}91 - 2{,}51 - 3{,}14 - 1{,}74 - 1{,}57) - 0 = \\ = 117{,}23 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, и составляет 97,07 % от $S_{\text{ддн}}$ (48,54 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 7,54 % (48,54 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-4 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 52,2 % (68,69 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 37,39 % (68,69 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Луговая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 3,4 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 23,56 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО ООО «Товарищество Бахрушиных» (договор ТП от 25.12.2023 № ИА-23-303-17810(334020) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 110{,}2 + 15{,}82 + (-0{,}91 - 2{,}51 - 3{,}14 - 1{,}74 - 1{,}57) - 0 = 116{,}15 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора от 25.12.2023 № ИА-23-303-17810(334020) 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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, и составляет 94,92 % от $S_{\text{ддн}}$ (47,46 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 5,16 % (47,46 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-4 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 52,2 % (68,69 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 37,39 % (68,69 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Луговая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 2,33 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 23,56 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 47,46 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 68,69 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-1 1×40 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) – 2025, 2027 годы.

ПС 110 кВ Речная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 43,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 44,71 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,99 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,13 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ОАО «РЖД» (договор ТП от 27.12.2024 № ИА-24-303-22812(513329) заявленной мощностью 1,21 МВт) предусмотрена 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 43{,}34 + 2{,}13 + 0 - 0 = 45{,}47 \text{ МВА}.$$

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 Речная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 51,82 % (без ТП превышение до 44,71 %).

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

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Речная расчетный объем ГАО составит 15,52 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 45,47 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Мамонтовская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 $S_{\text{ддн}}$ 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 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,45 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,86 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35{,}06 + 2{,}86 + 0 - 0 = 37{,}92 \text{ МВА}.$$

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 Мамонтовская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 26,4 % (без ТП превышение до 16,87 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мамонтовская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мамонтовская расчетный объем ГАО составит 7,92 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,92 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.

ПС 110 кВ Тополь.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 53,06 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 10,73 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,12 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП АО «Особое конструкторское бюро кабельной промышленности» (договор ТП от 22.12.2023 № ИА-23-303-17927(369941) заявленной мощностью 2 МВт), ООО «Элма-Проект» (договор ТП от 03.10.2024 № ИА-24-303-22151(441787) заявленной мощностью 6,18 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 53{,}06 + 6{,}12 + 0 - 0 = 59{,}18 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 23,49 % (без ТП превышение до 10,73 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тополь ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тополь расчетный объем ГАО составит 11,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 59,18 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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 Время.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 32,09 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{ддн}$ на величину до 2,69 % (7,15 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,198).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,72 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,25 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32{,}09 + 1{,}25 + 0 - 0 = 33{,}34 \text{ МВА}.$$

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 Время, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,69 % (11,32 %) (без ТП превышение до 2,69 % (7,15 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Время ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Время расчетный объем ГАО составит 3,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,34 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.

ПС 110 кВ Кварц.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 68,75 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 37,5 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 35,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,01 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, ООО «ПЕТРО СЕРВИС» договор ТП от 25.04.2025 № ИА-25-302-25407(232065) заявленной мощностью 1,3 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 68{,}75 + 6{,}01 + 0 - 0 = 74{,}76 \text{ МВА}.$$

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 Кварц, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 49,51 % (без ТП превышение до 37,5 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кварц ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кварц расчетный объем ГАО составит 24,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 74,76 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×80 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 2024 году выполнено временное подключение дополнительной ММПС мощностью 1×25 МВА.

ПС 110 кВ Молоково.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 36,97 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 92,87 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 24,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,02 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 «Молоково-13» 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, ООО «Форум-Инвест» договор ТП от 05.07.2023 № ИА-23-302-14200(630605) заявленной мощностью 5 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 36{,}97 + 8{,}02 + 0 - 0 = 44{,}99 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 134,71 % (без ТП превышение до 92,87 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Молоково ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Молоково расчетный объем ГАО составит 25,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 44,99 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×63 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 2024 году выполнено временное подключение дополнительных ММПС мощностью 1×25 МВА, 1×40 МВА.

ПС 110 кВ Раменская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 $S_{ддн}$ 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 1,162.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,69 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,35 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35{,}83 + 1{,}35 + 0 - 0 = 37{,}18 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 27,98 % (без ТП превышение до 23,34 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Раменская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Раменская расчетный объем ГАО составит 8,13 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,18 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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.

ПС 110 кВ Лаговская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 84,01 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 21,33 % (58,14 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 86,38 % от $S_{\text{ддн}}$ (25,87 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 82,78 % от $S_{\text{ддн}}$ (25,87 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,86 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,57 МВА на шины 10 кВ и 2,25 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 84{,}01 + (0{,}57 + 2{,}25) + 0 - 0 = 86{,}83 \text{ МВА}.$$

В соответствии с Нормальной схемой соединений электрической сети 35 кВ энергосистемы Москвы и Московской области на 2025 год на ПС 110 кВ Добрыниха установлен трансформатор Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и введены в работу заходы ВЛ 35 кВ Елисеево – Ерино на ПС 110 кВ Добрыниха. В связи с чем нагрузка Т-2, Т-3 ПС 35 кВ Елисеево (7,66 МВА) запитана от ПС 110 кВ Добрыниха.

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). Согласно разрабатываемой Схеме внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств в Чеховском городском округе планируется строительство заходов ВЛ 35 кВ Ефремово – Сандарово на ПС 220 кВ Чехов и перевод нагрузки по сети 35 кВ с ПС 110 кВ

Лаговская на ПС 220 кВ Чехов в объеме 17,68 МВА (17,07 МВА нагрузка ПС 35 кВ Сандарово и 0,61 МВА нагрузка по ТУ для ТП ПС 35 кВ Сандарово (ООО «МИБ-ИНВЕСТИЦИИ», ООО «АКПЛАСТ»).

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Лаговская с учетом перевода питания нагрузки Т-2, Т-3 ПС 35 кВ Елисеево от ПС 110 кВ Добрыниха, а также с учетом перевода части нагрузки на ПС 220 кВ Чехов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 84{,}01 + (0{,}57 + 2{,}25) - (7{,}66 + 17{,}68) - 0 = 61{,}49 \text{ МВА}.$$

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) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 73,14 % от $S_{\text{ддн}}$ (35,05 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 88,28 % от $S_{\text{ддн}}$ (26,44 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 84,61 % от $S_{\text{ддн}}$ (26,44 МВА).

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

Для подключения потребителя ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть» согласно договору ТП от 29.09.2022 № ИА-22-303-10366(997788), необходимо увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Лаговская с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Кучино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 $S_{\text{ддн}}$ 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 1,190.

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 $S_{ддн}$, 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 $S_{ддн}$ 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Павшино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 50,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 4,08 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,51 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,7 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 50{,}5 + 1{,}7 + 0 - 0 = 52{,}2 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 7,59 % (без ТП превышение до 4,08 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Павшино ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Павшино расчетный объем ГАО составит 3,68 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 52,2 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Малаховка.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 26,18 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 36,58 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,97 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26{,}18 + 4{,}97 + 0 - 0 = 31{,}15 \text{ МВА}.$$

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 Малаховка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 62,51 % (без ТП превышение до 36,58 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Малаховка ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Малаховка расчетный объем ГАО составит 11,98 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,15 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Сидорово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 43,37 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 90,51 % (55,07 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, (Т-2, Т-3) при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,84 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,66 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 трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 43{,}37 + 5{,}66 + 0 - 0 = 49{,}03 \text{ МВА}.$$

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 ПС 110 кВ Сидорово, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 2,33 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «ПК Печагин» (договор ТП от 30.03.2023 № ИА-23-302-14278(668114) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 43{,}37 + 5{,}02 + 0 - 0 = 48{,}39 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора от 30.03.2023 № ИА-23-302-14278(668114)) с учетом 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 Сидорово, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 0,98 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сидорово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Сидорово расчетный объем ГАО составит 0,47 МВА.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» собственником трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА является ООО «Михневская керамика», поэтому рекомендуется установка дополнительного трансформатора Т-3 110/10/10 кВ с возможностью резервирования 1А сек. 10 кВ (1Б сек. 10 кВ) с Т-1 на Т-3.

После реализации мероприятий и резервировании 1А сек. 10 кВ Т-1 от Т-3 в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 42,49 % от $S_{ддн}$ (33,46 МВА), нагрузка Т-3 составляет 14,92 МВА;

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 50,1 % от $S_{ддн}$ (24,01 МВА), нагрузка Т-3 составляет 24,38 МВА;

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 29,72 % от $S_{ддн}$ (14,24 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 43,36 % от $S_{ддн}$ (34,15 МВА).

При резервировании 1Б сек. 10 кВ Т-1 от Т-3 в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 43,79 % от $S_{ддн}$ (34,48 МВА), нагрузка Т-3 составляет 13,91 МВА;

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 58,81 % от $S_{ддн}$ (28,18 МВА), нагрузка Т-3 составляет 20,21 МВА;

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 31,84 % от $S_{ддн}$ (15,26 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 42,07 % от $S_{ддн}$ (33,13 МВА).

Рекомендуется установка дополнительного трансформатора Т-3 110/10/10 кВ мощностью не менее 24,38 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется установить дополнительный трансформатор Т-3 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Минеральная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 105,05 МВА. Нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 56,89 % от $S_{ддн}$ (17,04 МВА), трансформатор работает только на сеть 35 кВ. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 16,61 % (88,01 МВА).

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

ТНВ -9,5 °С в нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 52,42 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,67 МВА на шины 6,10,35 кВ и 4,81 МВА на шины 20 кВ).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Спортмастер» (договор ТП от 13.11.2023 № ИА-23-302-17144(233502) заявленной мощностью 7,5 МВт, ГКУ МО «ДЗКС» (договор ТП от 23.07.2024 № 2323177/ЦА заявленной мощностью 4,58 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 105{,}05 + (9{,}67 + 4{,}81) + 0 - 0 = 119{,}53 \text{ МВА}.$$

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» несколько ТУ для ТП подключаются на шины 20 кВ (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). Питание данной нагрузки предусмотрено от Т-4 ПС 110 кВ Минеральная.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета нагрузки по ТУ для ТП, подключающейся на шины 20 кВ, согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 105{,}05 + 9{,}67 + 0 - 0 = 114{,}72 \text{ МВА}.$$

Перспективная расчетная нагрузка Т-1, Т-2 может составить 97,03 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 28,56 % (97,03 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 21,56 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 $S_{ддн}$ и составляет 86,16 % от $S_{ддн}$ (65,02 МВА), нагрузка Т-3 (49,7 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 97,95 % от $S_{ддн}$ (73,93 МВА), нагрузка Т-3 (40,79 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 66,23 % от $S_{ддн}$ (49,99 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 62,34 % от $S_{ддн}$ (47,05 МВА).

Таким образом, рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью не менее 49,7 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кудиново.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 28,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 19,12 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,42 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,94 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28{,}54 + 1{,}94 + 0 - 0 = 30{,}48 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 27,21 % (без ТП превышение до 19,12 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кудиново ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кудиново расчетный объем ГАО составит 6,52 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,48 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.

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, и 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Нахабино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 75,27 МВА, из них нагрузка трансформаторов 110/35/6 Т-1 и Т-2 составит 57,88 МВА, трансформаторов 110/10/10 Т-3 и Т-4 – 17,39 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 $S_{ддн}$ на величину до 15,76 % (57,88 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 55,65 % от $S_{ддн}$ (17,39 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 49,74 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 12,21 МВА на шины 10 кВ и 7,72 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 75{,}27 + (12{,}21 + 7{,}72) + 0 - 0 = 95{,}2 \text{ МВА}.$$

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, 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 $S_{\text{ддн}}$ на величину до 31,2 % (65,6 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 94,73 % от $S_{\text{ддн}}$ (29,6 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нахабино ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Нахабино расчетный объем ГАО составит 15,6 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 65,6 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 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 49,38 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 98,76 % от $S_{\text{ддн}}$ (49,38 МВА). Нагрузка Т-3 и Т-4 при этом может составить 45,82 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-3 (Т-4) нагрузка трансформатора Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 58,18 % от $S_{\text{ддн}}$ (45,82 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Клин.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 91,42 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 21,13 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,32 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.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП (договор ТП от 17.05.2024 № ИА-24-303-20333(231779) заявленной мощностью 0,69 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Клин с заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора мощностью 100 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 91{,}42 + 1{,}32 + 0 - 0 = 92{,}74 \text{ МВА}.$$

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 Клин, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 22,88 % (без ТП превышение до 21,13 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 17,27 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 92,74 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Прудная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 45,03 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в

работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{ддн}$ на величину до 44,1 % (50,35 %) от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,198).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,65 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «ШИШКИНО» (договор ТП от 28.06.2024 № ИА-24-302-20793(277567) заявленной мощностью 3,25 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Прудная с заменой двух 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45{,}03 + 1{,}65 + 0 - 0 = 46{,}68 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 49,38 % (55,86 %) (без ТП превышение до 44,1 % (50,35 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Прудная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Прудная расчетный объем ГАО составит 16,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 46,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2025 год.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в 2024 году выполнено временное подключение дополнительной ММПС мощностью 1×25 МВА.

ПС 110 кВ Ям.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 30,61 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 59,69 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,79 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30{,}61 + 1{,}79 + 0 - 0 = 32{,}4 \text{ МВА}.$$

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 Ям, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 69,03 % (без ТП превышение до 59,69 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ям ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ям расчетный объем ГАО составит 13,23 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,4 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) – 2025 год.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в 2024 году выполнено временное подключение дополнительной ММПС мощностью 1×25 МВА.

ПС 110 кВ Прогресс.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 33,67 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 7,74 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 27,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,56 МВА на шины 10 кВ и 7,82 МВА на шины 20 кВ).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ГКУ МО «ДЗКС» (договор ТП от 23.07.2024 № 2323177/ЦА заявленной мощностью 9,166 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой двух 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33{,}67 + (2{,}56 + 7{,}82) + 0 - 0 = 44{,}05 \text{ МВА}.$$

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» несколько ТУ для ТП подключаются на шины 20 кВ (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). Питание данной нагрузки предусмотрено от вновь устанавливаемого Т-3 ПС 110 кВ Прогресс.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета нагрузки по ТУ для ТП, подключающейся на шины 20 кВ, согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33{,}67 + 2{,}56 + 0 - 0 = 36{,}23 \text{ МВА}.$$

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 15,94 % (без ТП превышение до 7,74 %).

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 4,98 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 36,23 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 Пущино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 56,33 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,180.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,57 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26{,}92 + 5{,}57 + 0 - 0 = 32{,}49 \text{ МВА}.$$

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-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пущино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 67,98 % 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 Пущино с заменой существующего силового трансформатора 1×40,5 МВА на 1×40 МВА).

ПС 110 кВ Долгопрудная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 36,95 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 23,37 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,36 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,16 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.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «МостАртСтрой» (договор ТП от 31.07.2024 № ИА-24-303-21280(311581) заявленной мощностью 1,1 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 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 36{,}95 + 9{,}16 + 0 - 0 = 46{,}11 \text{ МВА}.$$

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 Долгопрудная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 53,96 % (без ТП превышение до 23,37 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Долгопрудная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Долгопрудная расчетный объем ГАО составит 16,16 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 46,11 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Волоколамск.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 $S_{ддн}$ 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 1,162.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,39 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 32,85 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 13,08 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,21 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 36{,}24 + 0{,}21 + 0 - 3{,}39 = 33{,}06 \text{ МВА}.$$

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 другие центры питания в объеме 3,39 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 13,8 % (без ТП превышение до 13,08 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волоколамск ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волоколамск расчетный объем ГАО составит 4,01 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,06 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.

ПС 110 кВ Пушкино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 $S_{ддн}$ и составляет 93,46 % от $S_{ддн}$ (43,44 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 66,92 % от $S_{ддн}$ (33,88 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 20,08 % от $S_{ддн}$ (10,04 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 16,23 % (54,7 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 44,68 % от $S_{ддн}$ (22,62 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 20,08 % от $S_{ддн}$ (10,04 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 96,13 % от $S_{ддн}$ (45,24 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 48,49 % от $S_{ддн}$ (22,54 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 39,16 % от $S_{ддн}$ (19,58 МВА);

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

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2 (Т-3, Т-4) при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,162 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,68 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,88 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 87{,}36 + 4{,}88 + 0 - 0 = 92{,}24 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$ и составляет 96,47 % от $S_{ддн}$ (44,84 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 72,41 % от $S_{ддн}$ (36,66 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 21,48 % от $S_{ддн}$ (10,74 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 21,42 % (57,14 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 48,12 % от $S_{ддн}$ (24,36 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 21,48 % от $S_{ддн}$ (10,74 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 2,04 % (48,02 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 50 % от $S_{ддн}$ (23,24 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 41,96 % от $S_{ддн}$ (20,98 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 72,03 % от $S_{ддн}$ (33,9 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 50 % от $S_{ддн}$ (23,24 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 69,33 % от $S_{ддн}$ (35,1 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пушкино ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Пушкино расчетный объем ГАО составит 10,08 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 57,14 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Климовская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 $S_{ддн}$ на величину до 61,3 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,128.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,99 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 36{,}39 + 1{,}99 + 0 - 0 = 38{,}38 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 70,12 % (без ТП превышение до 61,3 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Климовская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Климовская расчетный объем ГАО составит 15,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,38 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 2×20 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Болятино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 70,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 89,35 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 28,5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 11,7 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 70{,}36 + 11{,}7 + 0 - 0 = 82{,}06 \text{ МВА}.$$

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 Болятино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 4,2 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Импортлогистик» (договор ТП от 05.12.2023 № ИА-23-302-17449(238159)) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 70{,}36 + 5{,}5 + 0 - 0 = 75{,}86 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора от 05.12.2023 № ИА-23-302-17449(238159)) 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 Болятино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 96,33 % 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 Болятино с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

Для подключения потребителя ООО «Импортлогистик» согласно договору ТП от 05.12.2023 № ИА-23-302-17449(238159, необходимо увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Болятино с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Аксаково.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 20,35 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 6,17 % (1,75 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,42 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,33 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20{,}35 + 1{,}33 + 0 - 0 = 21{,}68 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 13,11 % (8,4 %) (без ТП превышение до 6,17 % (1,75 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Аксаково ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Аксаково расчетный объем ГАО составит 2,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 10,15 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 34,48 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,42 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,95 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}15 + 0{,}95 + 0 - 0 = 11{,}1 \text{ МВА}.$$

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 47,07 % (без ТП превышение до 34,48 %).

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 92,65 % 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 3,55 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 11,1 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Соловьево.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 14,12 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 73,66 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,61 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Б2-Девелопмент» (договор ТП от 24.10.2024 № ИА-24-302-22155(295366) заявленной мощностью 20,01 МВт, ООО «Проектный дом» (договор ТП от 03.03.2025 № ИА-25-302-24594(131086) заявленной мощностью 3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Соловьево 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14{,}12 + 9{,}61 + 0 - 0 = 23{,}73 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 23,8 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Б2-Девелопмент» (договор ТП от 24.10.2024 № ИА-24-302-22155(295366)), ООО «Проектный дом» (договор ТП от 03.03.2025 № ИА-25-302-24594(131086)) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14{,}12 + 0{,}67 + 0 - 0 = 14{,}79 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора от 24.10.2024 № ИА-24-302-22155(295366), договора от 03.03.2025 № ИА-25-302-24594(131086)) 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 Соловьево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 77,16 % 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 Соловьево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

Для подключения потребителей ООО «Б2-Девелопмент» и ООО «Проектный дом» согласно договорам ТП от 24.10.2024 № ИА-24-302-22155(295366), от 03.03.2025 № ИА-25-302-24594(131086) соответственно, необходимо увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Соловьево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Бронницы.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 59,33 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 18,66 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,54 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,86 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 59{,}33 + 1{,}86 + 0 - 0 = 61{,}19 \text{ МВА}.$$

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 Бронницы, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 22,38 % (без ТП превышение до 18,66 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бронницы ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Бронницы расчетный объем ГАО составит 11,19 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 61,19 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.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в 2024 году выполнено временное подключение дополнительной ММПС мощностью 1×25 МВА.

ПС 110 кВ Голицыно.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки с трансформатора Т-1 в объеме 8,1 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения трансформатора Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 94,38 % от $S_{ддн}$ (22,65 МВА).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,83 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 76{,}49 + 3{,}83 + 0 - 8{,}1 = 72{,}22 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки с трансформатора Т-1 на другие центры питания в объеме 8,1 МВА, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Голицыно, 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 $S_{ддн}$ и составляет 81,58 % от $S_{ддн}$ (19,58 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 33,25 % от $S_{ддн}$ (15,96 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 93,29 % от $S_{ддн}$ (44,78 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 2,13 % (24,51 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 33,25 % от $S_{ддн}$ (15,96 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 66,17 % от $S_{ддн}$ (31,76 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 56,46 % от $S_{ддн}$ (13,55 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 45,67 % от $S_{ддн}$ (10,96 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 99,4 % от $S_{ддн}$ (47,71 МВА);

в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 56,46 % от $S_{ддн}$ (13,55 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 45,67 % от $S_{ддн}$ (10,96 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 99,4 % от $S_{ддн}$ (47,71 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Голицыно ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Голицыно расчетный объем ГАО составит 0,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 24,51 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Новые Подлипки.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 99,62 % от $S_{ддн}$ (37,03 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 95,76 % от $S_{ддн}$ (22,6 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 58,06 % от $S_{ддн}$ (21,58 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 80,61 % от $S_{ддн}$ (38,05 МВА);

– в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 95,76 % от $S_{ддн}$ (22,6 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 78,45 % 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 1,180.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,26 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,89 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 59{,}63 + 0{,}89 + 0 - 0 = 60{,}52 \text{ МВА}.$$

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 2,02 % (37,92 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 95,76 % 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 0,75 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 37,92 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Успенская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 $S_{ддн}$, 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 $S_{ддн}$ и составляет 95,95 % от $S_{ддн}$.

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 1,168, для Т-1, Т-3 – 1,050.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки с трансформатора Т-2 в объеме 3,61 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,83 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20{,}42 + 4{,}83 + 0 - 3{,}61 = 21{,}64 \text{ МВА}.$$

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16{,}81 + 4{,}83 + 0 - 0 = 21{,}64 \text{ МВА}.$$

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов, питающих шины 6 кВ (Т-1 и Т-3, Т-4), без учета ТУ для ТП ООО «Интеграл+» (договор ТП от 09.08.2023 № ИА-23-302-16128(176208)) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16{,}81 + 3{,}53 + 0 - 0 = 20{,}34 \text{ МВА}.$$

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 09.08.2023 № ИА-23-302-16128(176208) с учетом отсутствия перевода нагрузки (Т-1 и Т-3, Т-4) на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, 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 16,1 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Успенская ниже уровня $S_{ддн}$ 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 2,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнить замену существующего трансформатора Т-4 на трансформатор мощностью не менее 20,34 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 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$, на величину до 16,1 % (20,34 МВА). Расчетный объем ГАО составит 2,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнить замену существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 20,34 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 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Можайск.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 38,03 МВА. В ПАР наиболее мощного трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 58,72 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,198).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 22,42 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,98 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) 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38{,}03 + 10{,}98 + 0 - 0 = 49{,}01 \text{ МВА}.$$

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-2 ПС 110 кВ Можайск, оставшегося в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-1, на величину до 104,55 % (без ТП превышение до 58,72 %).

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-1 ПС 110 кВ Можайск, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 98,02 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Можайск ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Можайск расчетный объем ГАО составит 25,05 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 49,01 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Акулово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 8,09 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 64,72 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

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).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8{,}09 + 0{,}25 + 0 - 0 = 8{,}34 \text{ МВА}.$$

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-1 (Т-2) ПС 110 кВ Акулово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 66,72 % 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 Акулово с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА).

ПС 110 кВ Гальцово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 7,89 МВА.

Нагрузка трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 66,53 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,65 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,28 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7{,}89 + 0{,}28 + 0 - 0 = 8{,}17 \text{ МВА}.$$

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-1 и составляет 68,89 % от $S_{\text{ддн}}$ (без ТП превышение отсутствует).

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (установка дополнительного трансформатора мощностью 10 МВА на ПС 110 кВ Гальцово).

ПС 110 кВ Гребнево.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 47,31 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 98,73 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,66 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,35 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 47{,}31 + 3{,}35 + 0 - 0 = 50{,}66 \text{ МВА}.$$

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 Гребнево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 5,72 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гребнево ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гребнево расчетный объем ГАО составит 2,74 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 50,66 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Шаховская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (08.01.2024) и составила 40,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 28,51 %.

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 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,2 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 37,96 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 21,47 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,93 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Изолятор-полимерные изоляторы и композиты» (договор ТП от 30.01.2025 № ИА-25-302-24208(638159) заявленной мощностью 1,5 МВт) предусмотрена 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40{,}16 + 3{,}93 + 0 - 2{,}2 = 41{,}89 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,2 МВА превышает $S_{ддн}$, 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 34,05 % (без ТП превышение 28,51 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шаховская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шаховская расчетный объем ГАО составит 10,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 41,89 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Бруски.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 7,61 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 2,37 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,180.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,46 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7{,}61 + 0{,}46 + 0 - 0 = 8{,}07 \text{ МВА}.$$

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-2 ПС 110 кВ Бруски, оставшегося в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-1, на величину до 8,56 % (без ТП превышение до 2,37 %).

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-1 ПС 110 кВ Бруски, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 68,39 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бруски ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Бруски расчетный объем ГАО составит 0,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 8,07 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Руза.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 28,18 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 94,09 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,4 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,81 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,42 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28{,}18 + 2{,}42 + 0 - 4{,}4 = 26{,}2 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,4 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, 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), и составляет 87,48 % 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 Руза с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Лидино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 77,76 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,8 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,34 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24{,}3 + 1{,}34 + 0 - 6{,}8 = 18{,}84 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 6,8 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, 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), и составляет 60,29 % 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 Лидино с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Верея.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 $S_{\text{ддн}}$ 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 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,1 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,33 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38{,}25 + 0{,}33 + 0 - 0 = 38{,}58 \text{ МВА}.$$

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 превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Верея, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 28,6 % (без ТП превышение до 27,5 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Верея ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Верея расчетный объем ГАО составит 8,58 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,58 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.

ПС 110 кВ Чанки.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 10,94 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 91,32 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,76 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}94 + 0{,}76 + 0 - 0 = 11{,}7 \text{ МВА}.$$

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 Чанки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 97,66 % от $S_{ддн}$.

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).

Для подключения потребителя МУП «Тепло Коломны» согласно договору ТП от 07.04.2023 № ИА-23-303-14163(661952), необходимо увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Чанки с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Стрелецкая.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила

40,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 35,86 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,13 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,2 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40{,}69 + 4{,}2 + 0 - 0 = 44{,}89 \text{ МВА}.$$

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 превышает $S_{ддн}$, 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 49,88 % (без ТП превышение до 35,86 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Стрелецкая ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Стрелецкая расчетный объем ГАО составит 14,94 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 44,89 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Загорново.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 25,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 85,28 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 15,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,23 МВА).

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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25{,}54 + 8{,}23 + 0 - 0 = 33{,}77 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 12,75 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Девиденд» (договор ТП от 28.12.2023 № ИА-23-302-18238(403820)) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25{,}54 + 6{,}94 + 0 - 0 = 32{,}48 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (от 28.12.2023 № ИА-23-302-18238(403820)) 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 Загорново, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 8,45 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Загорново ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Загорново расчетный объем ГАО составит 2,53 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,77 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) – 2027 год.

ПС 110 кВ Венюково.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 $S_{\text{ддн}}$ на величину до 14,04 % (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 (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,128).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,15 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Риал» (договор ТП от 28.01.2025 № ИА-25-303-24257(581682) заявленной мощностью 0,8 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32{,}16 + 1{,}15 + 0 - 0 = 33{,}31 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Венюково, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 18,12 % (6,59 %) (без ТП превышение до 14,04 % (2,91 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Венюково ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Венюково расчетный объем ГАО составит 5,11 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,31 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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.

ПС 110 кВ Рыболово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 96,97 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,69 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,13 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29{,}09 + 1{,}13 + 0 - 0 = 30{,}22 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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 0,73 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Рыболово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Рыболово расчетный объем ГАО составит 0,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,22 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Бережки.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 22,91 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 97,08 % (77,66 %) 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 1,180.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,71 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,08 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22{,}91 + 0{,}08 + 0 - 0 = 22{,}99 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Бережки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 97,42 % (77,93 %)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 Бережки с заменой существующего силового трансформатора Т-1 1×20 МВА на 1×25 МВА).

ПС 110 кВ Бор.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 56,01 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 71,12 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 71,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 29,04 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Технотрон-Метиз» (договор ТП от 17.05.2024 № ИА-24-302-20262(176344) заявленной мощностью 4,9 МВт, ООО «Технотрон-Метиз» (договор ТП от 17.05.2024 № ИА-24-302-20260(176345) заявленной мощностью 4,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Бор с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «БИОТЕХ-ЗОО» (договор ТП № Ю8-24-302-221082(440040) заявленной мощностью 0,15 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Бор с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 56{,}01 + 29{,}04 + 0 - 0 = 85{,}05 \text{ МВА}.$$

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 Бор, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 8 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП (ООО «Технотрон-Метиз» договор ТП от 17.05.2024 № ИА-24-302-20262(176344)), ООО «Технотрон-Метиз» (договор ТП от 17.05.2024 № ИА-24-302-20260(176345), ООО «БИОТЕХ-ЗОО» (договор ТП № Ю8-24-302-221082(440040)) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 56{,}01 + 27{,}96 + 0 - 0 = 83{,}97 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора от 17.05.2024 № ИА-24-302-20262(176344), договора ТП от 17.05.2024 № ИА-24-302-20260(176345), договора № Ю8-24-302-221082(440040)) 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 Бор, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,65 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бор ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Бор расчетный объем ГАО составит 5,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 85,05 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Вяземы.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 31,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 1,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31{,}78 + 2{,}04 + 0 - 0 = 33{,}82 \text{ МВА}.$$

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 Вяземы, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 8,22 % (без ТП превышение до 1,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Вяземы ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Вяземы расчетный объем ГАО составит 2,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,82 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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.

ПС 110 кВ Гранит.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 42,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 89,19 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,19 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,13 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 42{,}74 + 0{,}13 + 0 - 0 = 42{,}87 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гранит, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 89,46 % от $S_{ддн}$.

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

ПС 110 кВ Гришенки.

Согласно данным в таблицах 11, 12, 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 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 98,13 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29{,}44 + 0{,}03 + 0 - 0 = 29{,}47 \text{ МВА}.$$

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 Гришенки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 98,23 % от $S_{ддн}$.

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

ПС 110 кВ Губино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 6,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 98,37 % 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 1,180.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,68 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,02 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6{,}5 + 2{,}02 + 0 - 0 = 8{,}52 \text{ МВА}.$$

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 Губино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 28,93 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Губино ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Губино расчетный объем ГАО составит 1,91 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,52 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 существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×5,6 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Давыдково.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (04.01.2024) и составила 7,51 МВА.

Нагрузка трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 39,11 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ -15 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,53 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,19 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7{,}51 + 5{,}19 + 0 - 1{,}53 = 11{,}17 \text{ МВА}.$$

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 другие центры питания в объеме 1,53 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 и составляет 58,17 % 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 Давыдково с заменой существующего силового трансформатора 1×16 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Двойня.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 19,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 61,31 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,69 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,84 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19{,}16 + 5{,}84 + 0 - 0 = 25{,}0 \text{ МВА}.$$

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-1 (Т-2) ПС 110 кВ Двойня, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 80 % 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 Двойня с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Дзержинская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 27,43 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 91,59 % (87,78 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,54 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27{,}43 + 2{,}54 + 0 - 0 = 29{,}97 \text{ МВА}.$$

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 превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Дзержинская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 0,07 % (без ТП превышение отсутствует).

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 Дзержинская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 95,9 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дзержинская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Дзержинская расчетный объем ГАО составит 0,02 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 29,97 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Донино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 45,76 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 95,49 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,05 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45{,}76 + 2{,}05 + 0 - 0 = 47{,}81 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Донино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 99,77 % 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 Донино с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Духанино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 23,97 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 80,03 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,84 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23{,}97 + 3{,}84 + 0 - 0 = 27{,}81 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Духанино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 92,85 % от $S_{ддн}$.

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

ПС 110 кВ Ельдигино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 20,56 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 7,26 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,06 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,65 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20{,}56 + 1{,}65 + 0 - 0 = 22{,}21 \text{ МВА}.$$

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 превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ельдигино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 15,87 % (без ТП превышение до 7,26 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ельдигино ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ельдигино расчетный объем ГАО составит 3,04 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,21 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Жегалово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила

54,49 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 61,22 % от $S_{\text{ддн}}$ (22,41 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 64,16 % от $S_{\text{ддн}}$ (32,08 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2 (Т-3, Т-4) при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,162 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 29,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 13,81 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 54{,}49 + 13{,}81 + 0 - 0 = 68{,}3 \text{ МВА}.$$

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, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Жегалово, 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) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 80,1 % от $S_{\text{ддн}}$ (29,32 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 77,98 % от $S_{\text{ддн}}$ (38,99 МВА).

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

ПС 110 кВ Заповедник.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 12,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 97,28 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,9 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,1 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12{,}16 + 0{,}1 + 0 - 0 = 12{,}26 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Заповедник, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 98,08 % 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 Заповедник с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА).

ПС 110 кВ Захарово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 44,6 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 93,07 % (91,92 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,83 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,59 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 44{,}6 + 1{,}59 + 0 - 0 = 46{,}19 \text{ МВА}.$$

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-1 (Т-2) ПС 110 кВ Захарово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 96,39 % (95,2 %) 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 Захарово с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 1×40 МВА и Т-2 1×40,5 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Зеленоградская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 27,59 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 92,12 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,15 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27{,}59 + 0{,}15 + 0 - 0 = 27{,}74 \text{ МВА}.$$

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-1 (Т-2) ПС 110 кВ Зеленоградская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 92,62 % 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 Зеленоградская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Котельники.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 42,38 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 89,59 % (90,71 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,9 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,81 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 42{,}38 + 6{,}81 + 0 - 0 = 49{,}19 \text{ МВА}.$$

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 Котельники, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 3,99 % (5,29 %) (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Котельники ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Котельники расчетный объем ГАО составит 2,47 МВА (1,89 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 49,19 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 1×40,5 МВА и Т-2 1×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

ПС 110 кВ Красково.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 94,45 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 $S_{ддн}$ и составляет 83,28 % от $S_{ддн}$ (39,91 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 92,16 % от $S_{ддн}$ (46,08 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 17,44 % от $S_{ддн}$ (8,46 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 99,4 % от $S_{ддн}$ (37,51 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 96,95 % (48,48 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 17,44 % от $S_{ддн}$ (8,46 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 80,32 % (30,31 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 78,87 % от $S_{ддн}$ (37,79 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 54,31 % от $S_{ддн}$ (26,35 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 49,31 % от $S_{ддн}$ (18,61 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 54,47 % от $S_{ддн}$ (26,1 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 99,48 % от $S_{ддн}$ (49,74 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 42,86 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 19,38 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 94{,}45 + 19{,}38 + 0 - 0 = 113{,}83 \text{ МВА}.$$

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 Красково, 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 1,31 % от $S_{\text{ддн}}$ (48,55 МВА), нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 6,94 % (53,47 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 24,34 % от $S_{\text{ддн}}$ (11,81 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 25,43 % (47,34 МВА), нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 9,37 % (54,69 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 24,34 % от $S_{\text{ддн}}$ (11,81 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 97,71 % (36,87 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 92,58 % от $S_{\text{ддн}}$ (44,36 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 67,2 % от $S_{\text{ддн}}$ (32,6 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 63,89 % от $S_{\text{ддн}}$ (24,11 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 65,94 % от $S_{\text{ддн}}$ (31,6 МВА), нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 16,24 % (58,12 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красково ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Красково расчетный объем ГАО составит 9,6 МВА.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ОАО «РЖД» (договор ТП от 15.06.2022 № ИА-22-303-10133(595594) на ПС 110 кВ Красково планируется установка нового вводного выключателя в КРУ 6 кВ на сек.Б 6 кВ с присоединением обмотки 6 кВ Т-4 в КРУ 6 кВ.

После реализации данного мероприятия суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора ТП от 15.06.2022 № ИА-22-303-10133(595594) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Красково, 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 87,33 % от $S_{\text{ддн}}$ (41,85 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 99,2 % (49,6 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 33,18 % от $S_{\text{ддн}}$ (16,1 МВА);

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 99,92 % (37,71 МВА), нагрузка Т-3 превышает $S_{ддн}$ на величину до 2,67 % (51,34 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 38,16 % от $S_{ддн}$ (18,52 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 76,84 % (29 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 76,14 % от $S_{ддн}$ (36,49 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 86,73 % от $S_{ддн}$ (42,08 МВА);

– в ПАР отключения Т-4 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 56,18 % от $S_{ддн}$ (21,2 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 59,87 % от $S_{ддн}$ (28,69 МВА), нагрузка Т-3 превышает $S_{ддн}$, на величину до 15,34 % (57,67 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красково ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-4 на ПС 110 кВ Красково расчетный объем ГАО составит 7,67 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3 на трансформатор мощностью не менее 57,67 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-3 1×40 МВА на 1×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Красногорка.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 35,68 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 71,36 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 34,17 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 12,23 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35{,}68 + 12{,}23 + 0 - 0 = 47{,}91 \text{ МВА}.$$

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 Красногорка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 95,82 % от $S_{ддн}$.

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

ПС 110 кВ Ляхово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 25,7 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 82,24 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 37,22 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 11,31 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО Управляющая компания «А класс капитал» Д.У. Комбинированным закрытым паевым инвестиционным фондом» (договор ТП от 09.08.2024 № ИА-24-302-21587(362261) заявленной мощностью 4,98 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Ляхово 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 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25{,}7 + 11{,}31 + 0 - 0 = 37{,}01 \text{ МВА}.$$

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 (Т-2) ПС 110 кВ Ляхово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 18,43 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО Управляющая компания «А класс капитал» Д.У. Комбинированным закрытым паевым инвестиционным фондом» (договор ТП от 09.08.2024 № ИА-24-302-21587(362261)) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25{,}7 + 8{,}62 + 0 - 0 = 34{,}32 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора от 09.08.2024 № ИА-24-302-21587(362261)) 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 Ляхово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 9,82 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ляхово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Ляхово расчетный объем ГАО составит 3,07 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,01 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Малино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 29,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 94,27 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,69 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,39 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29{,}46 + 0{,}39 + 0 - 0 = 29{,}85 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Малино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 95,52 % от $S_{ддн}$.

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

ПС 110 кВ Мамоново.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила

53,24 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 6,48 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,26 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,66 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 53{,}24 + 4{,}66 + 0 - 0 = 57{,}9 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, 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), на величину до 15,8 % (без ТП превышение до 6,48 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мамоново ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мамоново расчетный объем ГАО составит 7,9 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 57,9 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 2×40 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 Мишуково.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 26,62 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 88,88 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,04 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,19 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26{,}62 + 1{,}19 + 0 - 0 = 27{,}81 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мишуково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 92,85 % 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 Мишуково с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Монино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 48,6 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1А, Т-1Б (под одним выключателем 110 кВ) нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 1,77 % (36,16 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 22,38 % от $S_{\text{ддн}}$ (6,31 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 21,74 % от $S_{\text{ддн}}$ (6,13 МВА);

– в ПАР отключения Т-2, Т-4 (под одним выключателем 110 кВ) нагрузка Т-1А не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 56,76 % от $S_{\text{ддн}}$ (12,8 МВА), нагрузка Т-1Б не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 56,76 % от $S_{\text{ддн}}$ (12,8 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 44,11 % от $S_{\text{ддн}}$ (12,44 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1А не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 25,18 % от $S_{\text{ддн}}$ (5,68 МВА), нагрузка Т-1Б не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 25,18 % от $S_{\text{ддн}}$ (5,68 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 69,8 % от $S_{\text{ддн}}$ (24,8 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 44,11 % от $S_{\text{ддн}}$ (12,44 МВА).

При отключении Т-2 и Т-4 питание сек. 35 кВ будет осуществляться от Т-1 ПС 110 кВ Щелково. Нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Щелково в ПАР Т-2 и Т-4 ПС 110 кВ Монино превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 61,92 % (33,42 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1А, Т-1Б, Т-2, Т-3, Т-4 при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,128.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 34,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 13,98 МВА на шины 10 кВ и 0,37 МВА на шины 6 кВ).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48{,}6 + (13{,}98 + 0{,}37) + 0 - 0 = 62{,}95 \text{ МВА}.$$

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 Монино, оставшихся в работе после отключения Т-1А, Т-1Б (Т-2, Т-3, Т-4) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1А, Т-1Б нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 2,81 % (36,53 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 47,16 % от $S_{\text{ддн}}$ (13,3 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 46,52 % от $S_{\text{ддн}}$ (13,12 МВА);

– в ПАР отключения Т-2, Т-4 нагрузка Т-1А не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 57,55 % от $S_{\text{ддн}}$ (12,98 МВА), нагрузка Т-1Б не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 57,55 % от $S_{\text{ддн}}$ (12,98 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 93,69 % от $S_{\text{ддн}}$ (26,42 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1А не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 25,58 % от $S_{\text{ддн}}$ (5,77 МВА), нагрузка Т-1Б не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 25,58 % от $S_{\text{ддн}}$ (5,77 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 70,3 % от $S_{\text{ддн}}$ (24,98 МВА), нагрузка Т-4 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 93,69 % от $S_{\text{ддн}}$ (26,42 МВА).

При отключении Т-2 и Т-4 питание сек. 35 кВ будет осуществляться от Т-1 ПС 110 кВ Щелково. Нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Щелково в ПАР Т-2 и Т-4 ПС 110 кВ Монино превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 67,17 % (38,85 МВА).

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

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 36,53 МВА. 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-2 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 Мцыри.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 19,94 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 4,03 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,22 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,18 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «СЗ «Сити» (договор ТП от 11.09.2024 № ИА-24-302-21223(350415) заявленной мощностью 1,2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мцыри 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19{,}94 + 3{,}18 + 0 - 0 = 23{,}12 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мцыри, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 20,62 % (без ТП превышение до 4,03 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мцыри ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мцыри расчетный объем ГАО составит 3,95 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,12 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Новодомодедово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила

52,86 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 76,64 % от $S_{\text{ддн}}$ (28,92 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 49,96 % от $S_{\text{ддн}}$ (23,94 МВА), Т-4 нормально отключен;

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 76,64 % от $S_{\text{ддн}}$ (28,92 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 49,96 % от $S_{\text{ддн}}$ (23,94 МВА), Т-4 нормально отключен;

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 54,01 % от $S_{\text{ддн}}$ (20,38 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 52,95 % от $S_{\text{ддн}}$ (19,98 МВА), Т-4 нормально отключен.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 (Т-4) при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 24,43 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,68 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Атлант-Строй» (договор ТП от 11.01.2023 № ИА-22-302-13584(589820) заявленной мощностью 4 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Новодомодедово с установкой дополнительного трансформатора мощностью 40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52{,}86 + 7{,}68 + 0 - 0 = 60{,}54 \text{ МВА}.$$

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 Новодомодедово, 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 79,58 % от $S_{\text{ддн}}$ (30,03 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 63,67 % от $S_{\text{ддн}}$ (30,51 МВА), Т-4 нормально отключен;

– в ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 79,58 % от $S_{\text{ддн}}$ (30,03 МВА), нагрузка Т-3 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 63,67 % от $S_{\text{ддн}}$ (30,51 МВА), Т-4 нормально отключен;

– в ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 56,2 % от $S_{\text{ддн}}$ (21,21 МВА), нагрузка Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 55,14 % от $S_{\text{ддн}}$ (20,81 МВА), Т-4 нормально отключен.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион»

(увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Новодомодедово с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×31,5 МВА на 2×63 МВА).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Новодомодедово с установкой дополнительного трансформатора мощностью 40 МВА для подключения потребителя ООО «Атлант-Строй» приведены в 4.2.

ПС 110 кВ Новоцементная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 40,77 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 86,38 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,180.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,41 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40{,}77 + 2{,}41 + 0 - 0 = 43{,}18 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Новоцементная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 91,48 % 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 Новоцементная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Ожогино.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 7,94 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 5,2 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 1,65 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7{,}94 + 0{,}17 + 0 - 0 = 8{,}11 \text{ МВА}.$$

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 Мцыри, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 7,45 % (без ТП превышение до 5,2 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ожогино ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ожогино расчетный объем ГАО составит 0,56 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,11 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Орево.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 20,05 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 4,6 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,1 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20{,}05 + 0{,}1 + 0 - 0 = 20{,}15 \text{ МВА}.$$

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 Орево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 5,12 % (без ТП превышение до 4,6 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Орево ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Орево расчетный объем ГАО составит 0,98 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,15 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Перемилово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 28,71 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 95,86 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,69 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28{,}71 + 3{,}69 + 0 - 0 = 32{,}4 \text{ МВА}.$$

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 Перемилово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 8,18 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Перемилово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Перемилово расчетный объем ГАО составит 2,45 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,4 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Пернатово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (04.01.2024) и составила 28,89 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 96,3 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,49 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28{,}89 + 0{,}49 + 0 - 0 = 29{,}38 \text{ МВА}.$$

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 не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пернатово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 97,93 % 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 Пернатово с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Планерная.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 59,27 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 77,22 % от $S_{\text{ддн}}$ (38,61 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 41,32 % от $S_{\text{ддн}}$ (20,66 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 51,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 21,56 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 59{,}27 + 21{,}56 + 0 - 0 = 80{,}83 \text{ МВА}.$$

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 Планерная, 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) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 98,78 % от $S_{\text{ддн}}$ (49,39 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 62,88 % от $S_{\text{ддн}}$ (31,44 МВА).

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

ПС 110 кВ Поварово.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 91,32 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 88,42 % от $S_{\text{ддн}}$ (44,21 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) максимальная загрузка оставшегося в работе Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 94,22 % от $S_{\text{ддн}}$ (47,11 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,02 МВт на шины 35 кВ и 55,45 МВт на шины 10 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,19 МВА и 20,36 МВА соответственно).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ» (договор ТП от 17.04.2024 № ИА-24-302-19787(143667) заявленной мощностью 3 МВт, АО «Корпорация развития Московской области» (договор ТП от 04.07.2024 № ИА-24-302-20707(180457) заявленной мощностью 10,3 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.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ОАО «РЖД» (договор ТП от 26.05.2023 № ИА-23-307-13927(620868) заявленной мощностью 4,95 МВт) предусмотрена 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 91{,}32 + (3{,}19 + 20{,}36) + 0 - 0 = 114{,}87 \text{ МВА}.$$

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 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) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 15,14 % (57,57 МВА);

– в ПАР отключения трансформатора Т-3 (Т-4) загрузка трансформатора Т-4 (Т-3) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 14,58 % (57,29 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ» (договор ТП от 17.04.2024 № ИА-24-302-19787(143667)), АО «Корпорация развития Московской области» (договор ТП от 04.07.2024 № ИА-24-302-20707(180457), ОАО «РЖД» (договор ТП от 26.05.2023 № ИА-23-307-13927(620868), ООО «МУЛЬТИКОЛД» (договор ТП от 10.03.2025 № ИА-25-302-24792(142967) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 91{,}32 + 10{,}76 + 0 - 0 = 102{,}08 \text{ МВА}.$$

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), договора ТП от 04.07.2024 № ИА-24-302-20707(180457), договора ТП от 26.05.2023 № ИА-23-307-13927(620868), договор ТП от 10.03.2025 № ИА-25-302-24792(142967) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания 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 $S_{ддн}$ и составляет 99,7 % (49,85 МВА);

– в ПАР отключения трансформатора Т-3 (Т-4) загрузка трансформатора Т-4 (Т-3) превышает $S_{ддн}$ на величину до 4,46 % (52,23 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Поварово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-3 (Т-4) на ПС 110 кВ Поварово расчетный объем ГАО составит 2,23 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3, Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 52,23 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-3, Т-4 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Пятницкая.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 8,55 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 42,75 % (73,58 %) от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -2,4 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,162).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,86 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8{,}55 + 4{,}86 + 0 - 0 = 13{,}41 \text{ МВА}.$$

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 Пятницкая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 15,4 % (без ТП превышение отсутствует).

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 Пятницкая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 и составляет 67,05 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пятницкая ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Пятницкая расчетный объем ГАО составит 1,79 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 13,41 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 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

ПС 110 кВ Райки.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 30,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 1,84 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,61 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,39 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30{,}5 + 0{,}39 + 0 - 0 = 30{,}89 \text{ МВА}.$$

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 превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Райки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 3,14 % (без ТП превышение до 1,84 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Райки ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Райки расчетный объем ГАО составит 0,94 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,89 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.

ПС 110 кВ Раменье.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 3,22 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 7,51 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 42,66 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3{,}22 + 0{,}03 + 0 - 0 = 3{,}25 \text{ МВА}.$$

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 ПС 110 кВ Раменье, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 8,51 % (без ТП превышение до 7,51 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Раменье ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Раменье расчетный объем ГАО составит 0,25 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 3,25 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×2,5 МВА на 1×6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Рогачево.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 23,25 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 97,04 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,75 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,4 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23{,}25 + 0{,}4 + 0 - 0 = 23{,}65 \text{ МВА}.$$

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 Рогачево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 98,71 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Рогачево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×20 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Сирена.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 14,99 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 80,63 % (64,5 %) 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 1,162.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,97 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,87 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Победа вкуса» (договор ТП от 19.09.2024 № ИА-24-302-

22196(372443) заявленной мощностью 5,2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Сирена с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14{,}99 + 6{,}87 + 0 - 0 = 21{,}86 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сирена, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 17,58 % (без ТП превышение отсутствует).

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 Сирена, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 и составляет 94,06 % от $S_{\text{ддн}}$.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Победа вкуса» (договор ТП от 19.09.2024 № ИА-24-302-22196(372443) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14{,}99 + 4{,}07 + 0 - 0 = 19{,}06 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора от 19.09.2024 № ИА-24-302-22196(372443)) с учетом 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 Сирена, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 2,52 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сирена ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Сирена расчетный объем ГАО составит 0,47 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 19,06 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 20 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×16 МВА на 1×20 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Смена.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 45,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 95,78 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,9 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,35 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45{,}9 + 2{,}35 + 0 - 0 = 48{,}25 \text{ МВА}.$$

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 Смена, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 0,69 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Смена ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Смена расчетный объем ГАО составит 0,33 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 48,25 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2027 год.

ПС 110 кВ Черноголовка.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 22,39 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 93,45 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,92 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22{,}39 + 6{,}92 + 0 - 0 = 29{,}31 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Черноголовка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 22,33 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Черноголовка ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Черноголовка расчетный объем ГАО составит 5,35 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 29,31 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Щелково.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 27,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 19,15 %. При отключении Т-1 питание I, II СШ 35 кВ будет осуществляться от Т-2 ПС 110 кВ Монино. Нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Монино в ПАР Т-1 ПС 110 кВ Щелково не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 90,88 % от $S_{\text{ддн}}$ (32,29 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,2 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27{,}69 + 1{,}2 + 0 - 0 = 28{,}89 \text{ МВА}.$$

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 превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Щелково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 24,31 % (без ТП превышение до 19,15 %).

При отключении Т-1 питание I, II СШ 35 кВ будет осуществляться от Т-2 ПС 110 кВ Монино. Нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Монино в ПАР Т-1 ПС 110 кВ Щелково не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 91,38 % от $S_{\text{ддн}}$ (32,47 МВА).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Щелково ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Щелково расчетный объем ГАО составит 5,65 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,89 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Юркино II.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 25,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 8,1 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,43 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,83 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25{,}9 + 0{,}83 + 0 - 0 = 26{,}73 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Юркино II, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 11,56 % (без ТП превышение до 8,1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юркино II ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юркино II расчетный объем ГАО составит 2,77 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,73 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Юрьево.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 34,4 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 14,86 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,38 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34{,}4 + 1{,}38 + 0 - 0 = 35{,}78 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Юрьево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 19,47 % (без ТП превышение до 14,86 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юрьево ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юрьево расчетный объем ГАО составит 5,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,78 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ямуга.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 48,98 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 2,21 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,23 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48{,}98 + 9{,}23 + 0 - 0 = 58{,}21 \text{ МВА}.$$

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 превышает $S_{\text{ддн}}$, 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 21,47 % (без ТП превышение до 2,21 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ямуга ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ямуга расчетный объем ГАО составит 10,29 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 58,21 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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.

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 минут) 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 увеличением пропускной способности).

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:

– реконструкция ПС 35 кВ Петровская с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

– сооружаемое РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»;

– сооружение отпаек от ВЛ 110 кВ Румянцево – Ядрошино и ВЛ 110 кВ Румянцево – Чисмена до ПС 110 кВ Петровская ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый.

Карта-схема и нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района представлена на рисунках 5, 6.

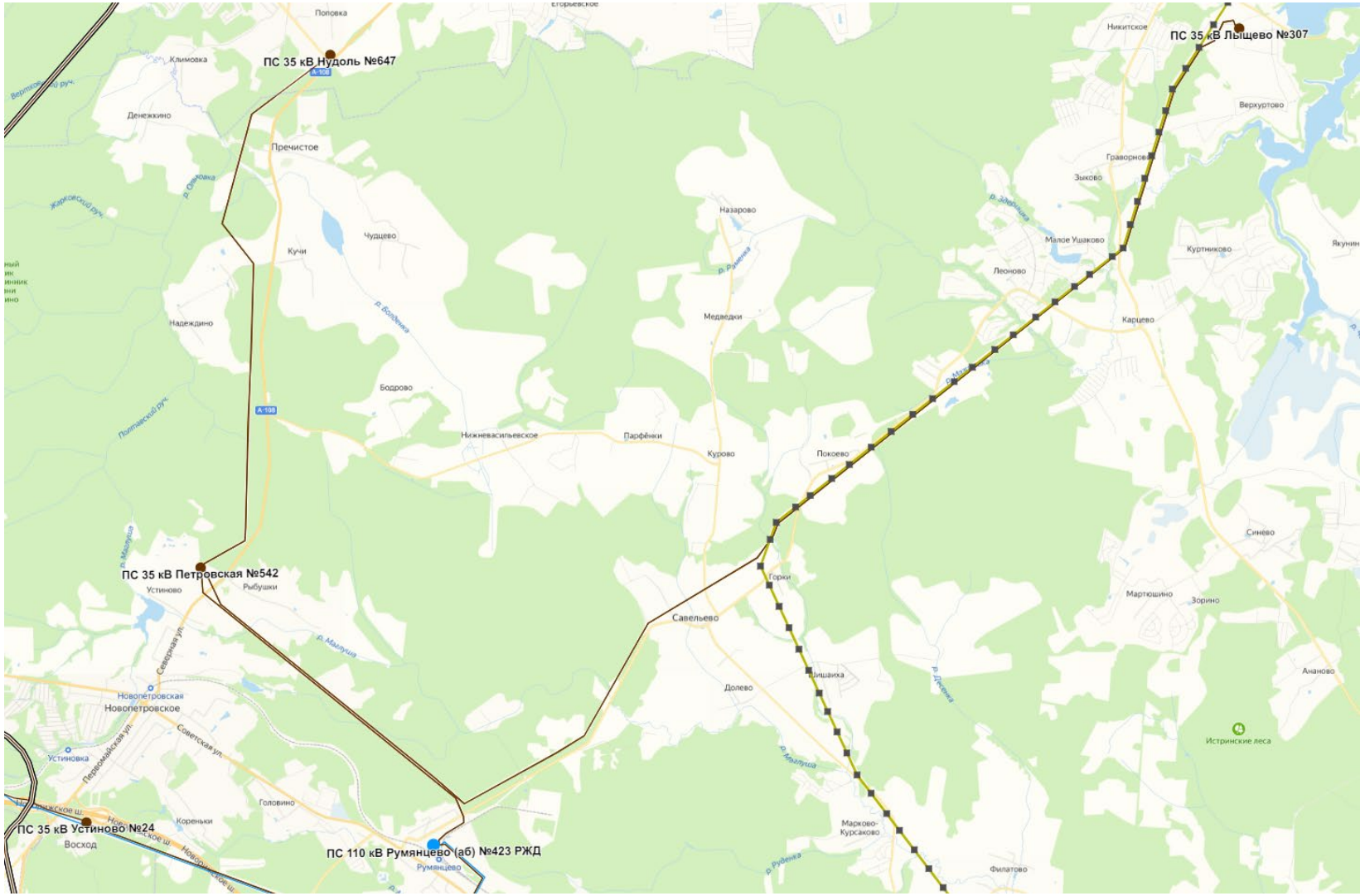


Рисунок 5 – Карта-схема электроснабжения ПС 35 кВ Петровская

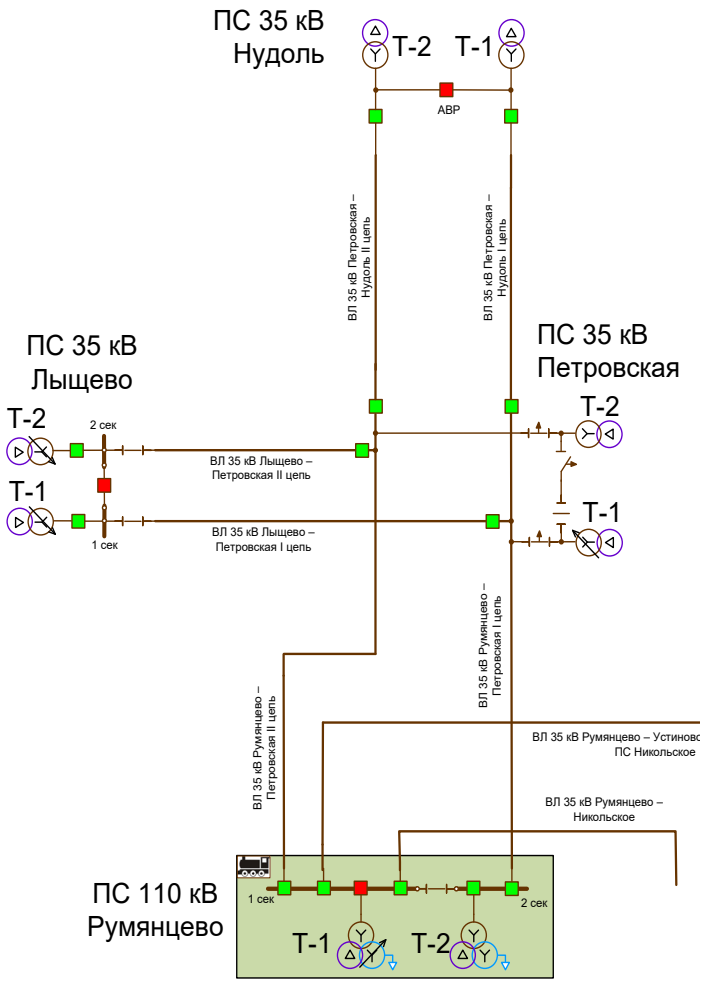


Рисунок 6 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ энергорайона размещения ПС 35 кВ Петровская

ПС 35 кВ Нудоль, ПС 35 кВ Лыщево, ПС 35 кВ Петровская имеют один источник питания ПС 110 кВ Румянцево (РЖД).

В таблице 14 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 15 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов.

По существующим подстанциям 35–110 кВ размещения ПС 35 кВ Петровская заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 16,26 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 16.

Таблица 14 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35, 110 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Румянцево	110/35/10	Т-1	110/35/10	15	8,35	8,48	8,51	6,59	8,25	7,17	8,31	7,22	3,4	4,47	0
			Т-2	110/35/10	15	10,76	8,67	12,12	13,35	15,85	7,79	9,52	5,91	6,38	8,96	
2	ПС 35 кВ Петровская	35/10	Т-1	35/10	4	н/д	н/д	1,21	1,51	0	н/д	н/д	1,44	1,49	2,86	0
		35/10	Т-2	35/10	4	н/д	н/д	0,85	1,1	3,24	н/д	н/д	0,75	0,54	0	
3	ПС 35 кВ Лыщево	35/10	Т-1	35/10	6,3	н/д	н/д	2,26	1,72	5,32	н/д	н/д	1,07	0,66	2,23	0
		35/10	Т-2	35/10	6,3	н/д	н/д	2,86	3,74	3,2	н/д	н/д	0,99	1,83	1,04	
4	ПС 35 кВ Нудоль	35/10	Т-1	35/10	4	н/д	н/д	2,33	2,97	2,79	н/д	н/д	1,0	1,4	1,39	0
		35/10	Т-2	35/10	4	н/д	н/д	1,9	1,39	1,3	н/д	н/д	1,42	0,97	1,44	

Таблица 15 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ 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	Т-1	ТДТНГ-15000/110/35/10	1959	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-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	Т-1	ТМ-4000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-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	Т-1	ТМН-6300/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-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	Т-1	ТМ-4000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМ-4000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 16 – Перспективная нагрузка ПС 35–110 кВ с учетом договоров на ТП подстанций 35, 110 кВ рассматриваемого района

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Румянцево	2024 / зима	24,1	ПС 110 кВ Румянцево	ОАО «РЖД»	26.09.2018	ИА-18-349-8(933630)	2025	12,31	0	35	8,61	33,65	34,67	34,73	34,73	34,73	34,73
				ПС 35 кВ Лыщево	Дачное Товарищество собственников недвижимости «Лесная бухта»	21.07.2022	ИА-22-303-11415 (312873)	2025	0,72 (0,36)[1)]	0	0,4	0,25						
				ПС 35 кВ Лыщево	ООО «База отдыха Лыщево»	07.04.2023	ИА-23-302-14868 (695978)	2027	1 (0,5)[1)]	0	10	0,1 (0,05)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	Дачное некоммерческое партнерство «МУН»	27.08.2024	ИА-24-303-21387 (357906)	2028	1 (0,5)[1)]	0	10	0,1 (0,05)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	ООО «Никитский берег»	18.05.2023	ИА-23-303-15107 (980609)	2026	0,8 (0,4)[1)]	0	10	0,32 (0,16)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	Потребительский Кооператив по развитию экономических и социальных программ для пайщиков «НОВАЯ ЖИЗНЬ»	20.10.2023	ИА-23-302-16375 (184518)	2027	1,5 (0,75)[1)]	0	10	0,6 (0,3)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	Физ. лицо	26.12.2023	ИА-23-302-18254 (394102)	2027	1 (0,5)[1)]	0	10	0,4 (0,2)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	Физ. лицо	26.12.2023	ИА-23-302-18252 (394120)	2027	1 (0,5)[1)]	0	10	0,4 (0,2)[1)]						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 35 кВ Петровская, ПС 35 кВ Нудоль	Федеральное бюджетное детское оздоровительное учреждение «Детский оздоровительный лагерь «Березка» Федеральной налоговой службы России»	29.12.2023	ИА-23-302-16271 (163479)	2027	0,87 (0,435)[2)]	0	10	0,09 (0,05)[2)]						
				ПС 110 кВ Румянцево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0	0	0,4	0						
2	ПС 35 кВ Петровская	2024 / зима	3,24	ПС 35 кВ Петровская	Федеральное бюджетное детское оздоровительное учреждение «Детский оздоровительный лагерь «Березка» Федеральной налоговой службы России»	29.12.2023	ИА-23-302-16271 (163479)	2027	0,435 (0,22)[2)]	0	10	0,04 (0,02)[2)]	3,24	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26
3	ПС 35 кВ Лыщево	2024 / зима	8,52	ПС 35 кВ Лыщево	Дачное Товарищество собственников недвижимости «Лесная бухта»	21.07.2022	ИА-22-303-11415 (312873)	2025	0,72 (0,36)[1)]	0	0,4	0,25	8,79	9,77	9,82	9,82	9,82	9,82
				ПС 35 кВ Лыщево	ООО «База отдыха Лыщево»	07.04.2023	ИА-23-302-14868 (695978)	2027	1 (0,5)[1)]	0	10	0,1 (0,05)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	Дачное некоммерческое партнерство «МУН»	27.08.2024	ИА-24-303-21387 (357906)	2028	1 (0,5)[1)]	0	10	0,1 (0,05)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	ООО «Никитский берег»	18.05.2023	ИА-23-303-15107 (980609)	2026	0,8 (0,4)[1)]	0	10	0,32 (0,16)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	Потребительский Кооператив по развитию экономических и социальных программ для пайщиков «НОВАЯ ЖИЗНЬ»	20.10.2023	ИА-23-302-16375 (184518)	2027	1,5 (0,75)[1)]	0	10	0,6 (0,3)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	Физ. лицо	26.12.2023	ИА-23-302-18254 (394102)	2027	1 (0,5)[1)]	0	10	0,4 (0,2)[1)]						
				ПС 35 кВ Лыщево	Физ. лицо	26.12.2023	ИА-23-302-18252 (394120)	2027	1 (0,5)[1)]	0	10	0,4 (0,2)[1)]						
4	ПС 35 кВ Нудоль	2024 / зима	4,09	ПС 35 кВ Нудоль	Федеральное бюджетное детское оздоровительное учреждение «Детский оздоровительный лагерь «Березка» Федеральной налоговой службы России»	29.12.2023	ИА-23-302-16271 (163479)	2027	0,435 (0,22)[2)]	0	10	0,04 (0,02)[2)]	4,09	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11

Примечания

1 [1)] В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается половина заявленной мощности.

2 [2)] В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от нескольких центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается равная часть заявленной мощности.

За период 2020–2024 годы в дни контрольных замеров максимальная нагрузка рассматриваемого района зафиксирована в зимний замер 18.12.2024 при ТНВ -9,5 °С. При единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) 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 265 А при ТНВ -9,5 °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.

В нормальной схеме выявлено превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II (I) цепь и составляет 100 А (ДДТН/АДТН – 95 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 35 кВ Петровская по ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II (I) цепь.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) электрической сети 35–110 кВ с учетом перспективной нагрузки выявлено превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I (II) цепь при АО в нормальной схеме ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская II (I) цепь и составляет 288 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 напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

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 отпаек от ВЛ 110 кВ Румянцево – Ядрошино и ВЛ 110 кВ Румянцево – Чисмена до ПС 110 кВ Петровская ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый.

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;

2) на ПС 35 кВ Петровская необходимо выполнить реконструкцию устройств РЗА и перерасчет уставок защит ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II (I) цепь.

Вариант № 1.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ размещения ПС 110/35/10 кВ Петровская представлена на рисунке 7.

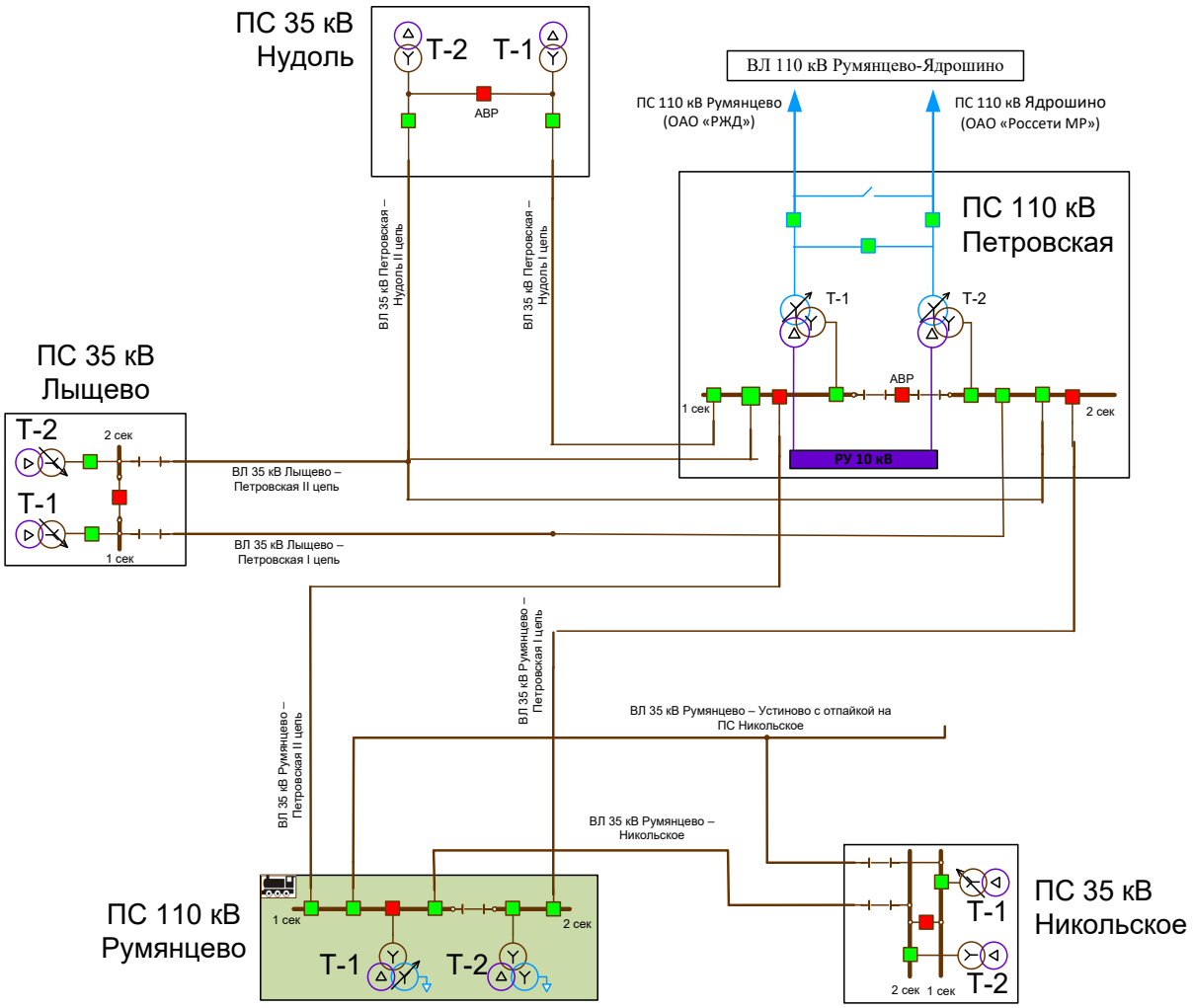


Рисунок 7 – Схема электрических сетей энергорайона размещения ПС 110/35/10 кВ Петровская

В нормальной схеме выявлено превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II (I) цепь и составляет 102 А (ДДТН/АДТН – 95 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 35 кВ Петровская по ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II (I) цепь.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) 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 178 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 17 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом реконструкции ПС 35 кВ Петровская с переводом на напряжение 110 кВ.

Таблица 17 – 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 контрольный замер 18.12.2024, МВА	Прирост нагрузки по договорам договоров на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспре-деленная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Румянцево	24,1	10,63	-17,19	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39	19,39
2	ПС 35 кВ Петровская	3,24	0,02	–	–	–	–	–	–	–
3	ПС 35 кВ Лыщево	8,52	1,3	–	8,79	9,77	9,82	9,82	9,82	9,82
4	ПС 35 кВ Нудоль	4,09	0,02	–	4,09	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
5	ПС 110 кВ Петровская	3,24	0,02	+13,93	16,12	17,14	17,19	17,19	17,19	17,19

ПС 110 кВ Петровская.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Петровская согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3.24 + 0{,}02 + 13{,}93 - 0 = 17{,}19 \text{ МВА}.$$

Для обеспечения питания переводимой нагрузки рекомендуется установить трансформаторы Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью не менее 17,19 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 20 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку силовых трансформаторов 2×20 МВА.

Вариант № 2. Реконструкция существующей сети 35–110 кВ.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) 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 18.

Таблица 18 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) 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	–	96	96	288	300	300
U ПС 35 кВ Лыщево		33,04	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II (I) цепь	ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская I (II) цепь	–	84	84	168	200	200
U ПС 35 кВ Лыщево		34,7	–	–	–	–	–

В 5.4 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 перерасчет уставок защит ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I, II цепь;

– на ПС 35 кВ Петровская необходимо выполнить реконструкцию устройств РЗА и перерасчет уставок защит ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская II (I) 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 напряжение 110 кВ с установкой двух трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый;

– сооружаемое РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий);

– сооружение заходов от ВЛ 110 кВ Шерна – Черноголовка (ВЛ 110 кВ Черноголовка – Дальняя I (II) цепь) на ПС 110 кВ Голубино ориентировочной протяженностью 9 км каждый.

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.

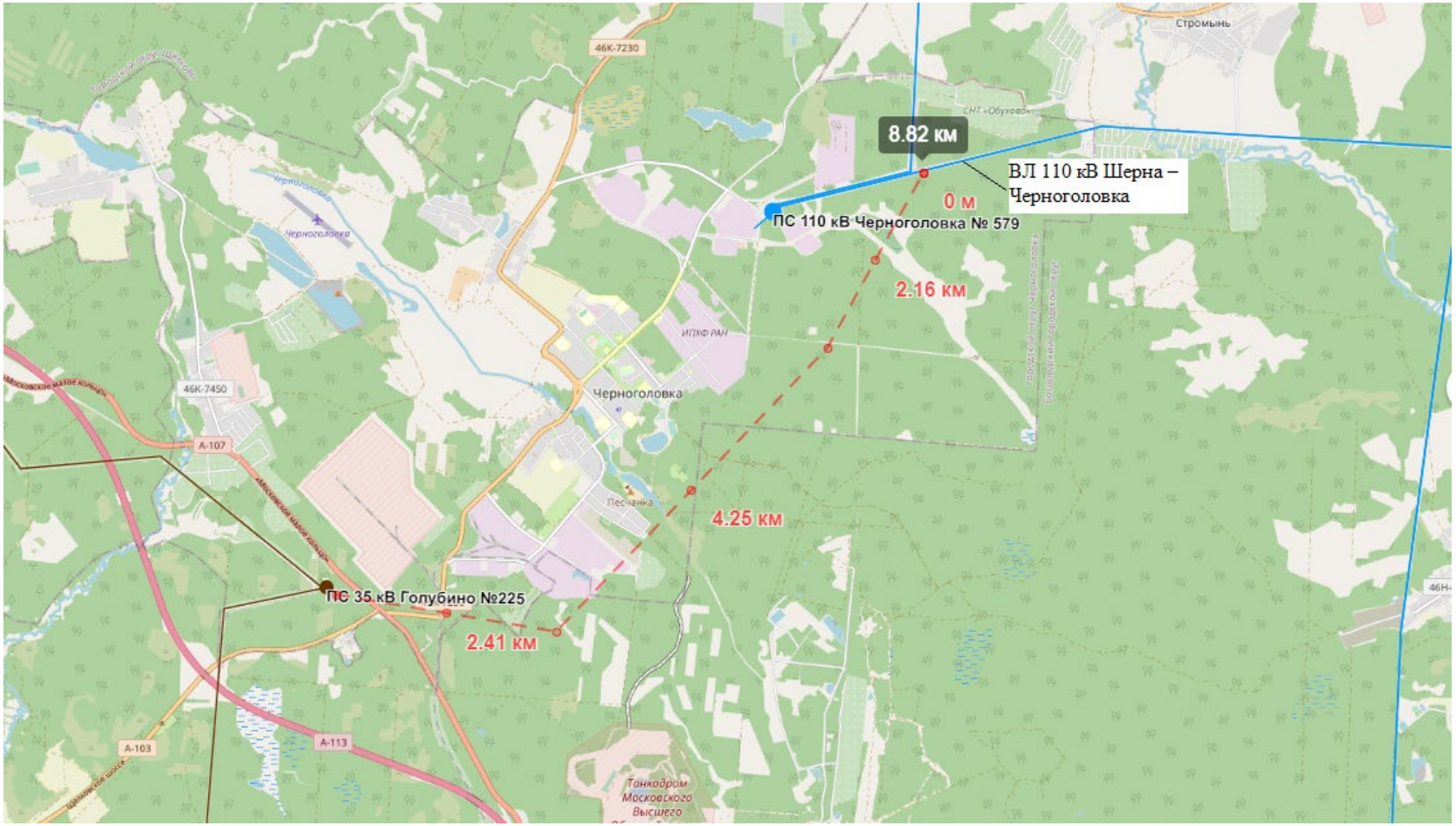


Рисунок 8 – Карта-схема электроснабжения ПС 35 кВ Голубино

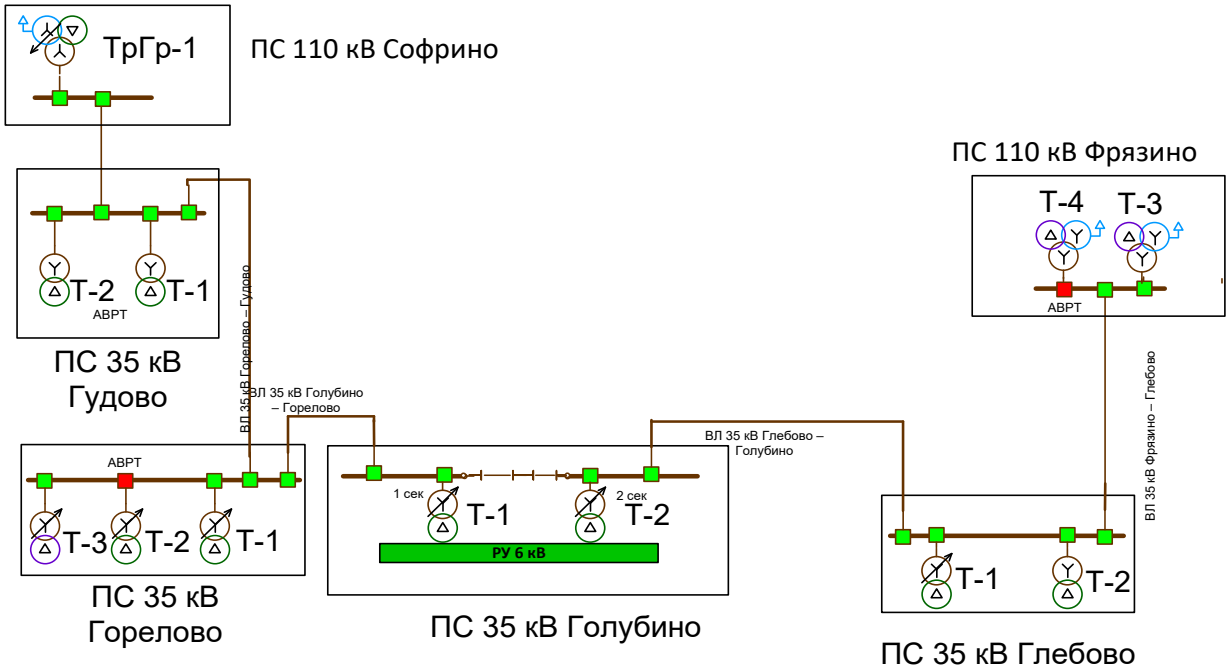


Рисунок 9 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ энергорайона размещения ПС 35 кВ Голубино

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 и (или) иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

В таблице 19 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 20 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов.

По существующим подстанциям 35–110 кВ размещения ПС 35 кВ Голубино заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 38,7 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 21.

Таблица 19 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35, 110 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Фрязино	110/10/10	Т-1	115/11/11	40	0	0	29,85	31,75	30,00	0	0	0	0	22,59	0
			Т-2	115/11/11	40	0	0	33,05	31,12	37,59	19,52	0	0	0	24,87	
		110/35/10	Т-3	115/35/11	40	32,35	38,16	10,03	9,97	15,63	3,69	27,9	27,28	26,03	5,37	
			Т-4	115/35/11	40	37,11	34,2	0	0	0	31,96	29,79	28,38	31,98	5,5	
2	ПС 110 кВ Софрино	110/35/6	ТрГр-1	110/35/6,3	45	22,81	22,67	23,69	23,28	32,95	11,68	13,49	11,49	17,50	18,36	0
3	ПС 35 кВ Гудово	35/6	Т-1	38,5/6,3	3,2	0,91	0,85	0,99	1,1	0,93	0,36	0,49	0,43	0,37	0,53	0
		35/6	Т-2	38,5/6,3	3,2	0,25	0,22	0,28	0,24	0,25	0,17	0,17	0,2	0,15	0,19	
4	ПС 35 кВ Горелово	35/6	Т-1	38,5/6,3	1	0,58	0,58	0,60	0,55	0,36	0	0	0,22	0	0,38	0
		35/6	Т-2	38,5/6,3	1	0	0	0	5,28	0	0,27	0,28	0	0,41	0	
		35/10	Т-3	38,5/11	6,3	4,45	4,87	5,03	2,93	5,14	2,36	2,3	2,94	2,57	2,05	
5	ПС 35 кВ Голубино	35/6	Т-1	38,5/6,3	3,2	2,88	3,11	2,56	2,41	0,92	1,57	1,68	1,56	1,52	1,71	0
		35/6	Т-2	38,5/6,3	3,2	0,23	0,169	0,19	0,21	1,86	0,1	0,06	0,09	0,08	0,11	
6	ПС 35 кВ Глебово	35/6	Т-1	38,5/6,3	5,6	2,21	2,7	2,94	2,51	3,13	1,045	0,98	1,41	1	0,66	0
		35/6	Т-2	38,5/6,3	5,6	3,23	3,64	4,03	3,15	5,32	1,18	1,42	1,25	1,49	2,61	

Таблица 20 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ 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	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	1971	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-40000/110/10/10	1991	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-40000/110/35/10	1975	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-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	ТрГр-1	3×ОДТГ-15000/110/35/6	н/д	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 35 кВ Гудово	Т-1	ТМ-3200/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-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	Т-1	ТМН-1000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-1000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-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	Т-1	ТМН-3200/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-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	Т-1	ТМН-5600/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-5600/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 21 – Перспективная нагрузка ПС 35–110 кВ с учетом договоров на ТП подстанций 35, 110 кВ рассматриваемого района

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Фрязино	2024 / зима	83,22	ПС 110 кВ Фрязино	АО «НПП «Исток» им. Шокина»	24.04.2024	ИА-24-303-19464(185162)	2027	4,9	0	10	2,45	84,92	91,23	91,23	91,23	91,23	91,23
				ПС 110 кВ Фрязино	АО «НПП «Исток» им. Шокина»	12.11.2024	ИА-24-303-21750(420389)	2027	2,5	0	10	1,25						
				ПС 110 кВ Фрязино	АО «НПП «Исток» им. Шокина»	12.11.2024	ИА-24-303-21748(420388)	2027	4,1	0	10	2,05						
				ПС 35 кВ Талицы	ООО «Б.К.Т.»	05.12.2023	ИА-23-303-17844(375886)	2027	0,67 (0,22)[2)]	0	6	0,34 (0,11)[2)]						
				ПС 110 кВ Фрязино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	16,04	0	0,4	1,6						
2	ПС 110 кВ Софрино	2024 / зима	32,95	ПС 35 кВ Талицы	ООО «Б.К.Т.»	05.12.2023	ИА-23-303-17844(375886)	2027	0,67 (0,22)[2)]	0	6	0,34 (0,11)[2)]	34,09	34,20	34,20	34,20	34,20	34,20
				ПС 110 кВ Софрино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,72	0	0,4	1,07						
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	2024 / зима	8,45	ПС 35 кВ Глебово	–			–	–	–	–	–	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45

Примечания

1 [1)] В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается половина заявленной мощности.

2 [2)] В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от нескольких центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается равная часть заявленной мощности.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона были выявлены превышения ДДТН/АДТН электросетевого оборудования, снижение напряжения ниже допустимых значений на шинах 35 кВ подстанций. За период 2020–2024 годы в дни контрольных замеров максимальная нагрузка по ПС рассматриваемого района зафиксирована в зимний замер 18.12.2024 при
ТНВ -9,5 °С. Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при нормативных возмущениях в нормальной схеме по данным зимнего контрольного замера от 18.12.2024

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)	–	107	97	580	544	600
ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово	–	202	202	403	200	200
ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово		–	262	262	383	146	146
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово		–	183	183	275	150	150
ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино		–	141	141	212	150	150
ПС 35 кВ Гудово: 1, 2 сек. 35 кВ		30,44	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Горелово: 1, 2 сек. 35 кВ		25,26	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Голубино: 1, 2 сек. 35 кВ		20,62	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Глебово: 1, 2 сек. 35 кВ		18,5	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово	ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	–	120	120	180	150	150
ПС 35 кВ Гудово: 1, 2 сек. 35 кВ		25,63	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Горелово: 1, 2 сек. 35 кВ		25,91	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Голубино: 1, 2 сек. 35 кВ		28,06	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Глебово: 1, 2 сек. 35 кВ		29,88	–	–	–	–	–

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 262 А (48 % от ДДТН, 44 % от АДТН).

При фактических нагрузках, зафиксированных в зимний замер 18.12.2024, 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 потребуется 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 23.

Таблица 23 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) с перспективной нагрузкой рассматриваемых центров питания до 2031 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)	–	112	102	609	544	600
ШСЭВ 110 кВ ПС 110 кВ Софрино		–	102	102	609	600	600
ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово	–	202	202	403	200	200
ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово		–	262	262	383	146	146
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово		–	183	183	275	150	150
ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино		–	141	141	212	150	150
ПС 35 кВ Гудово: 1, 2 сек. 35 кВ		30,44	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Горелово: 1, 2 сек. 35 кВ		25,26	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Голубино: 1, 2 сек. 35 кВ		20,62	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Глебово: 1, 2 сек. 35 кВ		18,5	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово	ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	–	120	120	180	150	150
ПС 35 кВ Гудово: 1, 2 сек. 35 кВ		25,63	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Горелово: 1, 2 сек. 35 кВ		25,91	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Голубино: 1, 2 сек. 35 кВ		28,06	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Глебово: 1, 2 сек. 35 кВ		29,88	–	–	–	–	–

ВЛ 110 кВ Софрино – Фрязино, ШСЭВ 110 кВ ПС 110 кВ Софрино.

Для предотвращения превышения АДТН необходимы дополнительные СРМ в нормальной схеме РБУ Макс зима 0,92 на этапе 2031 года:

– на ПС 110 кВ Фрязино отключить ШСЭВ 110 кВ, вывести из работы АВРТ по стороне 10 кВ.

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 2×20 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) установка БСК на ПС 35 кВ Глебово мощностью 3,6 Мвар;

5) реконструкция ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово протяженностью 12,18 км с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 356 А при ТНВ -9,5 °С, замена участка провода с АС-50, АС-70 на АС-95;

6) реконструкция ПС 110 кВ Софрино с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 356 А при ТНВ -9,5 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с учетом замены ТТ;

7) реконструкция ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово протяженностью 13,25 км с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 339 А при ТНВ -9,5 °С, замена участка провода с АС-50 на АС-95;

8) реконструкция ПС 35 кВ Гудово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 339 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 339 А при ТНВ -9,5 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с учетом замены ТТ;

9) реконструкция ПС 35 кВ Горелово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 339 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 231 А при ТНВ -9,5 °С;

10) реконструкция ПС 35 кВ Голубино с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 231 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 236 А при ТНВ -9,5 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с учетом замены ТТ;

11) реконструкция ПС 35 кВ Глебово с заменой с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 236 А

при ТНВ -9,5 °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.

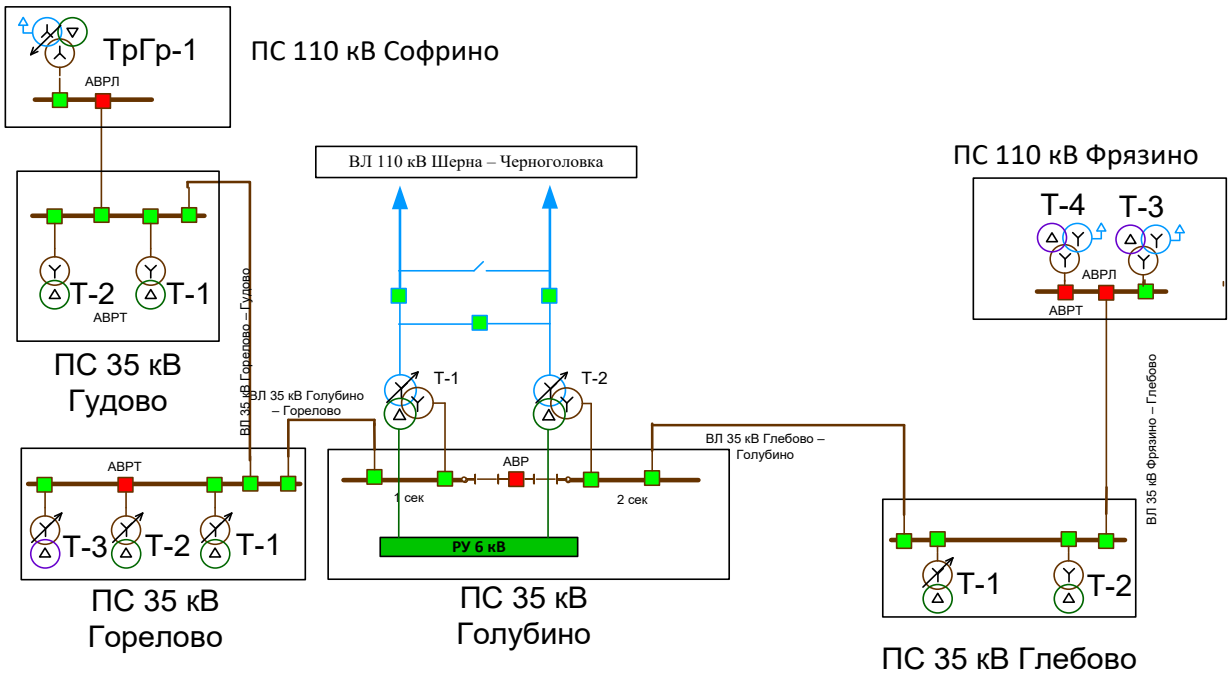


Рисунок 10 – Схема электрических сетей энергорайона размещения ПС 110/35/6 кВ Голубино

В таблице 24 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом реконструкции ПС 35 кВ Голубино с переводом на напряжение 110 кВ.

Таблица 24 – 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 контрольный замер 18.12.2024, МВА	Прирост нагрузки по договорам договоров на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспре-деленная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Фрязино	83,22	8,01	-11,23	73,69	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
2	ПС 110 кВ Софрино	32,95	1,25	-6,68	27,41	27,52	27,52	27,52	27,52	27,52
3	ПС 35 кВ Гудово	1,18	–	–	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
4	ПС 35 кВ Горелово	5,5	–	–	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
5	ПС 35 кВ Глебово	8,45	–	–	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45	8,45
6	ПС 35 кВ Голубино	2,78	–	–	–	–	–	–	–	–
7	ПС 110 кВ Голубино	2,78	–	+15,13	17,91	17,91	17,91	17,91	17,91	17,91

ПС 110 кВ Голубино.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Голубино согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2{,}78 + 0 + 15{,}13 - 0 = 17{,}91 \text{ МВА}.$$

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 17,91 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 20 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку силовых трансформаторов 2×20 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 25.

Таблица 25 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) 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 110 кВ Софрино – Фрязино	ВЛ 110 кВ Трубино – Фрязино I, II цепь (совместный подвес)	–	110	100	600	544	600
ШСЭВ 110 кВ ПС 110 кВ Софрино		–	100	100	600	600	600
ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово	–	89	89	356	400	400
ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово		–	85	85	339	400	400
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово		–	91	77	231	255	300
ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино		–	58	49	147	255	300
ПС 35 кВ Гудово: 1, 2 сек. 35 кВ		35,66	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Горелово: 1, 2 сек. 35 кВ		34,23	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Голубино: 1, 2 сек. 35 кВ		32,65	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Глебово: 1, 2 сек. 35 кВ		31,56	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово	ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово	–	93	79	236	255	300
ПС 35 кВ Гудово: 1, 2 сек. 35 кВ		35,94	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Горелово: 1, 2 сек. 35 кВ		36,15	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Голубино: 1, 2 сек. 35 кВ		37,09	–	–	–	–	–

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$U_{расч}$, кВ	$I_{расч}$ / $I_{ддтн}$, %	$I_{расч}$ / $I_{адтн}$, %	$I_{расч}$, А	$I_{ддтн}$, А	$I_{адтн}$, А
ПС 35 кВ Глебово: 1, 2 сек. 35 кВ		37,36	–	–	–	–	–

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 268 А (49 % от ДДТН, 45 % от АДТН).

В 5.5 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) установка БСК на ПС 35 кВ Глебово мощностью 3,6 Мвар;

5) реконструкция ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово протяженностью 12,18 км с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 356 А при ТНВ -9,5 °С, замена участка провода с АС-50, АС-70 на АС-95;

6) реконструкция ПС 110 кВ Софрино с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 356 А при ТНВ -9,5 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с учетом замены ТТ;

7) реконструкция ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово протяженностью 13,25 км с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 339 А при ТНВ -9,5 °С, замена участка провода с АС-50 на АС-95;

8) реконструкция ПС 35 кВ Гудово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 356 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 339 А при ТНВ -9,5 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с учетом замены ТТ;

9) реконструкция ПС 35 кВ Горелово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 339 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 231 А при ТНВ -9,5 °С;

10) реконструкция ПС 35 кВ Голубино с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 231 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 236 А при ТНВ -9,5 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с учетом замены ТТ;

11) реконструкция ПС 35 кВ Глебово с заменой с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 236 А при ТНВ -9,5 °С; необходимо выполнить 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:

– реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на напряжение 110 кВ с установкой двух трансформаторов 110/35/6 (10) кВ мощностью 25 МВА каждый;

– сооружаемое РУ 110 кВ планируется выполнить по схеме 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий);

– сооружение заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Вахромеево ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый.

Также планируются следующие мероприятий 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

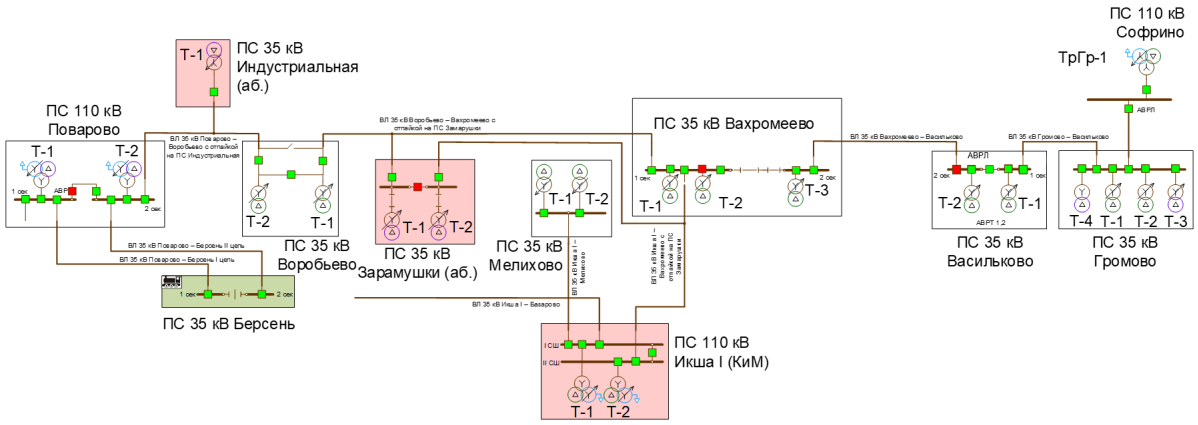


Рисунок 12 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ энергорайона размещения ПС 35 кВ Вахромеево

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 и (или) иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

В таблице 26 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 27 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов.

По существующим подстанциям 35–110 кВ размещения ПС 35 кВ Вахромеево заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 73,71 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 28.

Таблица 26 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35, 110 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Икша I	110/35/6	Т-1	110/35/6,6	25	18,73	18,72	20,56	17,52	20,76	10,41	11,47	11,94	16,98	12	0
		110/35/6	Т-2	110/35/6,6	25	19,09	18,7	20,87	17,87	21,08	10,54	11,62	12,18	17,3	12,22	
2	ПС 110 кВ Поварово	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	24,20	26,76	20,15	22,89	24,06	17,00	18,13	20,83	19,28	22,11	0
			Т-2	115/38,5/11	40	13,76	15,96	17,07	12,8	20,15	10,52	11,10	6,66	11,09	9,58	
		110/10/10	Т-3	115/11/11	40	15,01	17,23	18,28	14,31	23,98	8,78	9,74	12,64	9,48	10,73	
			Т-4	115/11/11	40	17,50	18,55	25,00	24,36	23,13	8,64	12,15	10,69	14,73	10,99	
3	ПС 110 кВ Софрино	110/35/6	ТрГр-1	110/35/6,6	45	22,81	22,67	23,69	23,28	32,95	11,68	13,49	11,49	17,50	18,36	0
4	ПС 35 кВ Вахромеево	35/6	Т-1	38,5/6,3	4	н/д	н/д	0	0	0	н/д	н/д	0	0	0	0
		35/6	Т-2	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	4,05	3,74	3,53	н/д	н/д	1,88	2,74	2,33	
		35/6	Т-3	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	3,3	3,19	4,65	н/д	н/д	1,99	2,03	2,02	
5	ПС 35 кВ Васильково	35/6	Т-1	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	2	2,08	2,31	н/д	н/д	0,59	1,49	1,54	0
		35/6	Т-2	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	2,4	2,16	2,93	н/д	н/д	0,93	0,83	1,11	
6	ПС 35 кВ Зарамушки	35/10	Т-1	38,5/11	2,5	н/д	н/д	0,86	0,55	0,53	н/д	н/д	0,82	0,33	0,29	0
		35/10	Т-2	38,5/11	2,5	н/д	н/д	0,51	0,76	1,11	н/д	н/д	0,4	1,09	0,78	
7	ПС 35 кВ Воробьево	35/6	Т-1	38,5/6,3	2,5	н/д	н/д	0,289	0,23	0,58	н/д	н/д	0,11	0,31	0,4	0
		35/6	Т-2	38,5/6,3	6,3	н/д	н/д	2,67	2,76	3,19	н/д	н/д	0,74	1,17	1,36	
8	ПС 35 кВ Индустриальная	35/10	Т-1	38,5/11	16	н/д	н/д	4,43	4,46	6,75	н/д	н/д	3,05	4,61	7,04	0
9	ПС 35 кВ Громово	35/6	Т-1	38,5/6,3	1	н/д	н/д	0	0	0	н/д	н/д	0	0	0	0
		35/6	Т-2	38,5/6,3	1	н/д	н/д	0,23	0,13	0,21	н/д	н/д	0,06	0,25	0,07	
		35/10	Т-3	38,5/11	2,5	н/д	н/д	0,45	0,62	0,46	н/д	н/д	0,16	0,51	0,67	
		35/10	Т-4	38,5/11	1	н/д	н/д	0,17	0,15	0,17	н/д	н/д	0,07	0,09	0,09	

Таблица 27 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ 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	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	н/д	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-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	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	2015	>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	2019	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Софрино	ТрГр-1	3хОДТГ-15000/110/35/6	1970	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 35 кВ Вахромеево	Т-1	ТМН-4000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-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	Т-1	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-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	Т-1	ТМН-2500/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-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	Т-1	TONz-2500/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-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	Т-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	Т-1	ТМН-1000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-1000/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-3	ТМН-2500/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-4	ТМ-1000/35/10	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 28 – Перспективная нагрузка ПС 35–110 кВ с учетом договоров на ТП энергорайона размещения ПС 35 кВ Вахромеево

№ п/п	Наименование ПС	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	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Икша I	2024 / зима	41,84	ПС 110 кВ Икша I	ООО «Рускан»	28.06.2019	ИА-19-302-130(190829)	2025	1,3	0	6	0,52	42,40	42,40	42,40	42,40	42,40	42,40
2	ПС 110 кВ Поварово	2024 / зима	91,32	ПС 110 кВ Поварово	АО «Корпорация развития Московской области»	04.07.2024	ИА-24-302-20707(180457)	2025	10,3	0	10	7,21	107,91	113,09	114,87	114,87	114,87	114,87
				ПС 35 кВ Воронино	Администрация городского округа Солнечногорск Московской области	01.02.2023	17/3ТП/ЦНТ-2023	2025	0,853 (0,43)[1)]	0	6	0,08 (0,04)[1)]						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «Росинка»	01.09.2021	ИА-21-302-6141(375385)	2025	3	0	10	1,2						
				ПС 35 кВ Выползово	ООО «М.П.А. Медицинские партнеры-Клиника»	05.04.2024	ИА-24-302-19508(166085)	2028	1,275 (0,64)[2)]	0	6	0,9 (0,45)[2)]						
				ПС 110 кВ Поварово	АО «Корпорация развития Московской области»	25.12.2023	ЦОЭ(ТП)-23-005(011)	2027	2	0	10	1						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ»	17.04.2024	ИА-24-302-19787(143667)	2028	3	0	10	1,2						
				ПС 35 кВ Берсень	ОАО «РЖД»	26.05.2023	ИА-23-307-13927(620868)	2027	4,95	0	35	2,48						
				ПС 110 кВ Поварово	ОАО «Авексима»	03.05.2018	ИА-18-302-36(133236)	2025	6	0	10	4,2						
				ПС 35 кВ Берсень	ООО «Специализированный застройщик «МособлДевелопмент»	21.12.2022	52348-12-22/МОСК	2025	2,93	1,68	10	0,88						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «Новый город»	16.03.2018	ИА-18-302-127(923849)	2027	0,85	0	10	0,34						
				ПС 110 кВ Поварово	ООО «МУЛЬТИ-КОЛД»	10.03.2025	ИА-25-302-24792(142967)	2027	10	0	10	1						
				ПС 110 кВ Поварово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	19,05	0	0,4	1,91						
3	ПС 110 кВ Софрино	2024 / зима	32,95	ПС 35 кВ Талицы	ООО «Б.К.Т.»	05.12.2023	ИА-23-303-17844(375886)	2027	0,67 (0,22)[2)]	0	6	0,34 (0,11)[2)]	34,09	34,20	34,20	34,20	34,20	34,20
				ПС 110 кВ Софрино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,72	0	0,4	1,07						
4	ПС 35 кВ Вахромеево	2024 / зима	8,18	ПС 35 кВ Вахромеево	–			–	–	–	–	–	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
5	ПС 35 кВ Васильково	2024 / зима	5,24	ПС 35 кВ Васильково	–			–	–	–	–	–	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
6	ПС 35 кВ Зарамушки	2024 / зима	1,64	ПС 35 кВ Зарамушки	–			–	–	–	–	–	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
7	ПС 35 кВ Воробьево	2024 / зима	3,77	ПС 35 кВ Воробьево	–			–	–	–	–	–	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77
8	ПС 35 кВ Индустриальная	2024 / лето	7,04	ПС 35 кВ Индустриальная	–			–	–	–	–	–	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04
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

Примечания

1 [1)] В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается половина заявленной мощности.

2 [2)] В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от нескольких центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается равная часть заявленной мощности.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона были выявлены превышения АДТН/ДДТН электросетевого оборудования, снижение напряжения ниже допустимых значений на шинах 35 кВ подстанций. За период 2020–2024 годы в дни контрольных замеров максимальная нагрузка по ПС рассматриваемого района зафиксирована в день зимнего контрольного замера 18.12.2024 при ТНВ -9,5 °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 и уровней напряжения при нормативных возмущениях в нормальной схеме по данным зимнего контрольного замера от 18.12.2024

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	–	258	258	387	150	150
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	133	133	199	150	150
ПС 35 кВ Вахромеево: 1, 2 сек. 35 кВ		28,5	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Зарамушки: 1, 2 сек. 35 кВ		28,67	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	2 сек 35 кВ ПС 110 кВ Поварово	–	189	189	377	200	200
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	144	144	216	150	150
ПС 35 кВ Индустриальная: 1 сек. 35 кВ		29,22	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Воробьево: 1, 2 сек. 35 кВ		29,25	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	–	141	141	282	200	200
ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная		–	113	113	170	150	150
ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	1 сек 35 кВ ПС 35 кВ Вахромеево	–	132	132	264	200	200
ВЛ 35 кВ Громово – Васильково		–	127	127	253	200	200
ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная		–	125	125	187	150	150

При фактических нагрузках, зафиксированных в зимний контрольный замер 18.12.2024 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 -9,5 °С.

Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов при нормативных возмущениях в нормальной схеме с перспективной нагрузкой рассматриваемых центров питания до 2031 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	–	259	259	388	150	150
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	133	133	200	150	150
ПС 35 кВ Вахромеево: 1, 2 сек. 35 кВ		28,5	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Зарамушки: 1, 2 сек. 35 кВ		28,67	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	2 сек 35 кВ ПС 110 кВ Поварово	–	189	189	378	200	200
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	144	144	216	150	150
ПС 35 кВ Индустриальная: 1 сек. 35 кВ		29,22	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Воробьево: 1, 2 сек. 35 кВ		29,25	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	–	146	146	292	200	200
ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная		–	108	108	162	150	150
ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	1 сек 35 кВ ПС 35 кВ Вахромеево	–	132	132	264	200	200
ВЛ 35 кВ Громово – Васильково		–	123	123	253	200	200
ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково		–	105	105	158	150	150
ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная		–	125	125	188	150	150

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 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 Вахромеево с переводом на 110 кВ:

– с установкой трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 2×40 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;

3) реконструкция ПС 110 кВ Вахромеево, ПС 35 кВ Воробьево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 206 А при ТНВ -9,5 °С.

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 388 А при ТНВ -9,5 °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 267 А при ТНВ -9,5 °С, ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 216 А при ТНВ -9,5 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки, с учетом замены ТТ;

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 358 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 216 А при ТНВ -9,5 °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 378 А при ТНВ -9,5 °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 264 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Громово – Васильково с увеличением

пропускной способности с ДДТН не менее 253 А при ТНВ -9,5 °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 253 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 158 А при ТНВ -9,5 °С;

7) установка БСК на ПС 35 кВ Вахромеево мощностью 8,6 Мвар;

8) установка БСК на ПС 35 кВ Воробьево мощностью 2 Мвар.

Вариант № 1.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ размещения ПС 110/35/6 кВ Вахромеево представлена на рисунке 13.

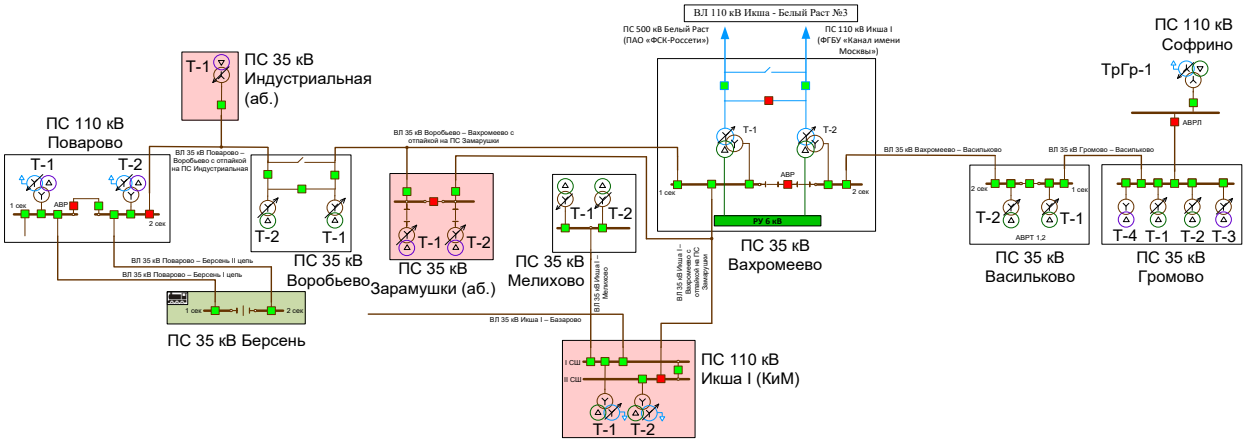


Рисунок 13 – Схема электрических сетей энергорайона размещения ПС 110/35/6 кВ Вахромеево

В таблице 31 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом реконструкции ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на напряжение 110 кВ.

Таблица 31 – 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 контрольный замер 18.12.2024, МВА	Прирост нагрузки по договорам договоров на технологическое присоединение с учетом коэффициента набора, МВА	Перераспре-деленная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Икша I	41,84	0,52	-13,59	28,81	28,81	28,81	28,81	28,81	28,81
2	ПС 110 кВ Поварово	91,32	23,55	-6,75	101,16	106,35	108,12	108,12	108,12	108,12
3	ПС 110 кВ Софрино	32,95	1,25	-6,08	28,01	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12
4	ПС 35 кВ Вахромеево	8,18	–	–	–	–	–	–	–	–
5	ПС 35 кВ Васильково	5,24	–	–	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
6	ПС 35 кВ Зарамушки	1,64	–	–	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
7	ПС 35 кВ Воробьево	3,77	–	–	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77
8	ПС 35 кВ Индустриальная	6,75	–	–	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
9	ПС 35 кВ Громово	0,84	–	–	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
10	ПС 110 кВ Вахромеево	8,18	–	+18,24	26,42	26,42	26,42	26,42	26,42	26,42

В нормальной схеме электрической сети 35–110 кВ исследуемого энергорайона выявлено превышения ДДТН/АДТН ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки, токовая нагрузка составит 187 А (125 % от $I_{ддтн/адтн}$).

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 187 А при ТНВ -9,5 °С.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) 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 32.

Таблица 32 – 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	$U_{расч}$, кВ	$I_{расч}$ / $I_{ддтн}$, %	$I_{расч}$ / $I_{адтн}$, %	$I_{расч}$, А	$I_{ддтн}$, А	$I_{адтн}$, А
ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки	ВЛ 35 кВ Вахромеево – Зарамушки	–	137	137	206	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 206 А при ТНВ -9,5 °С.

ПС 110 кВ Вахромеево.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Вахромеево согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 8{,}18 + 0 + 18{,}24 - 0 = 26{,}42 \text{ МВА}.$$

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 26,42 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку силовых трансформаторов 2×40 МВА.

Вариант № 2. Реконструкция существующей сети 35–110 кВ.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) 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 33.

Таблица 33 – Максимальные значения токовой нагрузки электросетевых элементов и уровней напряжения при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) 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 Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная	ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	–	96	96	382	400	400
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	71	71	212	300	300
ПС 35 кВ Вахромеево: 1, 2 сек. 35 кВ		31,86	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Зарамушки: 1, 2 сек. 35 кВ		31,88	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	2 сек 35 кВ ПС 110 кВ Поварово	–	90	90	361	400	400
ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки		–	63	63	188	300	300
ПС 35 кВ Индустриальная: 1 сек. 35 кВ		33,21	–	–	–	–	–
ПС 35 кВ Воробьево: 1, 2 сек. 35 кВ		33,23	–	–	–	–	–
ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки	ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	–	81	81	324	400	400
ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная		–	32	32	127	400	400
ВЛ 35 кВ Софрино – Громово	1 сек 35 кВ ПС 35 кВ Вахромеево	–	90	90	269	300	300
ВЛ 35 кВ Громово – Васильково		–	87	87	260	300	300
ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково		–	66	66	199	300	300
ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная		–	47	47	188	400	400

В 5.6 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 388 А при ТНВ -9,5 °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 267 А при ТНВ -9,5 °С, ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 216 А при ТНВ -9,5 °С; необходимо выполнить перерасчет уставок защит РЗА ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки, с учетом замены ТТ;

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 358 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 216 А при ТНВ -9,5 °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 378 А при ТНВ -9,5 °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 264 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Громово – Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 253 А при ТНВ -9,5 °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 253 А при ТНВ -9,5 °С, с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 158 А при ТНВ -9,5 °С;

7) установка БСК на ПС 35 кВ Вахромеево мощностью 8,6 Мвар;

8) установка БСК на ПС 35 кВ Воробьево мощностью 2 Мвар.

2.2.2.5 Строительство 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 ПС 110 кВ в районе д. Першутино с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый;

– 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 на ПС 110 кВ в районе д. Першутино ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый.

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

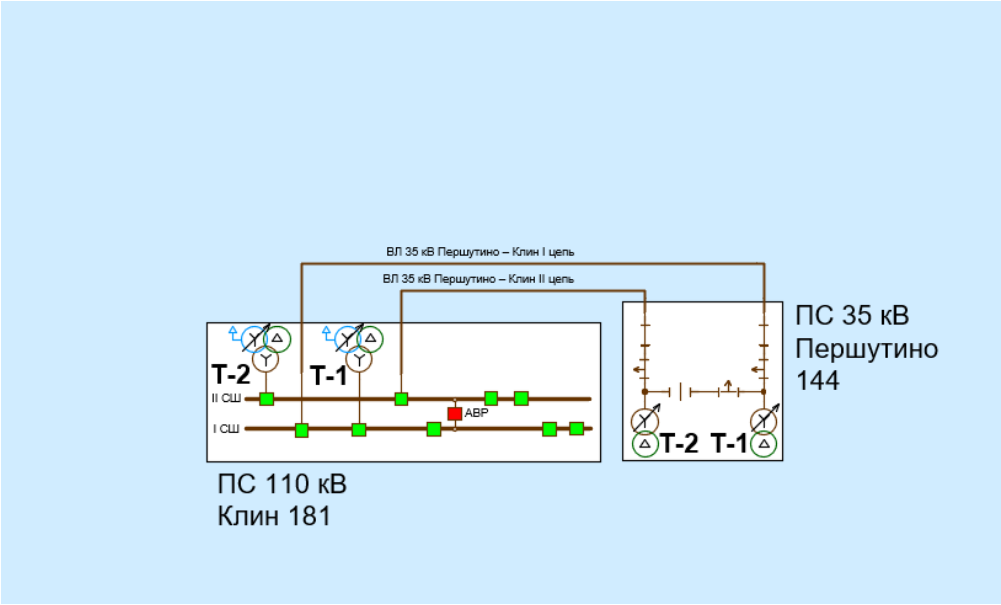


Рисунок 15 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ в районе д. Першутино

ПС 35 кВ Першутино имеет один источник питания ПС 110 кВ Клин.

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

В таблице 34 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС.

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов приняты в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2].

В таблице 35 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов.

По существующим подстанциям 35–110 кВ в районе д. Першутино заключены договоры технологического присоединения потребителей суммарным объемом 29,97 МВт. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов набора мощности приведена в таблице 36.

Таблица 34 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35, 110 кВ в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Клин	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	63	36,96	43,39	50,98	46,43	52,05	27,81	27,16	26,49	35,05	31,68	0
			Т-2	115/38,5/6,6	63	42,02	38,32	37,25	39,46	39,37	27,24	26,14	27,18	23,03	31,29	
2	ПС 110 кВ Ямуга	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	40	12,02	16,97	17,4	16,59	23,48	14,54	14,26	11,68	13,84	14,51	0
			Т-2	115/11/6,6	40	14,42	16,66	15,7	17,09	25,5	9,28	14,13	15,74	15,79	15,55	
3	ПС 35 кВ Першутино	35/6	Т-1	38,5/6,3	6,3	3,19	5,04	5,81	5,39	2,68	3,53	2,98	4,38	4,68	6,08	0
		35/6	Т-2	38,5/6,3	6,3	5,08	5,22	5,31	7	6,12	3,36	3,82	3,3	3,78	5,74	

Таблица 35 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ 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	Т-1	ТДТН-63000/110/35/6	1995	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-63000/110/35/6	1995	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Ямуга	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-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	Т-1	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-6300/35/6	н/д	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 36 – Перспективная нагрузка ПС 35–110 кВ с учетом договоров на ТП подстанций 35, 110 кВ рассматриваемого района

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Клин	2024 / зима	91,42	ПС 110 кВ Клин	ООО «Мега-торг»	01.07.2022	ИА-22-303-11051(171822)	2026	0,9	0	10	0,36	92,66	92,66	92,74	92,74	92,74	92,74
				ПС 35 кВ Малеевка	Физ. лицо	17.05.2024	ИА-24-303-20333(231779)	2028	0,69	0	10	0,07						
				ПС 110 кВ Клин	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	8,08	0	0,4	0,81						
2	ПС 110 кВ Ямуга	2024 / зима	48,98	ПС 110 кВ Ямуга	АО «НОРЕБО РУ»	30.12.2020	2017964/ЦА	2025	6	2	10	1,6	57,43	58,21	58,21	58,21	58,21	58,21
				ПС 110 кВ Ямуга	ООО «УК «Индустриальный парк Клин»	08.06.2023	ИА-23-302-15322(991626)	2025	12	0	10	6						
				ПС 110 кВ Ямуга	ООО «Производственное Предприятие «Гибкие Соединения»	17.07.2023	ИА-23-302-15727(147169)	2027	1,8	0	10	0,72						
				ПС 110 кВ Ямуга	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,5	0	0,4	0,25						
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 34, 35, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 91,42 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 21,13 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,32 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.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП (договор ТП от 17.05.2024 № ИА-24-303-20333(231779) заявленной мощностью 0,69 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Клин с заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора мощностью 100 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 91{,}42 + 1{,}32 + 0 - 0 = 92{,}74 \text{ МВА}.$$

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 Клин, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 22,88 % (без ТП превышение до 21,13 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 17,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 92,74 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 34, 35, 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 $S_{\text{ддн}}$, 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 1,050.

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 $S_{\text{ддн}}$ 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 ПС 110 кВ в районе д. Першутино):

1) сооружение ПС 110 кВ в районе д. Першутино 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 ПС 110 кВ в районе д. Першутино 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^2 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 80 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 ПС 110/6 кВ в районе д. Першутино представлена на рисунке 16.

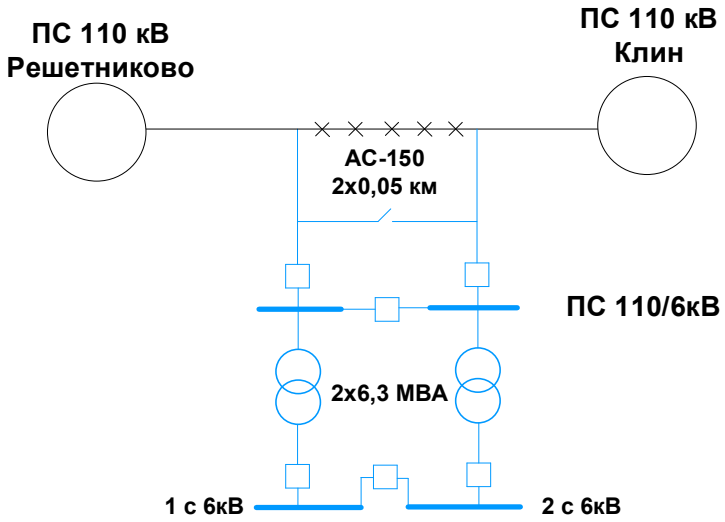


Рисунок 16 – Схема новой ПС 110/6 кВ

В таблице 37 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом строительства ПС 110 кВ в районе д. Першутино.

Таблица 37 – Расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом строительства ПС 110 кВ в районе д. Першутино

№ 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	Перераспре-деленная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Клин	91,42	1,32	-6	86,66	86,66	86,74	86,74	86,74	86,74
2	ПС 35 кВ Першутино	12,39	–	-6	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39
3	ПС 110 кВ в районе д. Першутино	–	–	+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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 91{,}42 + 1{,}32 + 0 - 6 = 86{,}74 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 14,93 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 11,27 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 86,74 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 $S_{\text{ддн}}$, 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 $S_{\text{ддн}}$.

ПС 110 кВ в районе д. Першутино.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ в районе д. Першутино 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 38 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания с учетом перевода нагрузки с ПС 35 кВ Першутино на ПС 110 кВ Ямуга.

Таблица 38 – 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	Перераспре-деленная нагрузка, МВА	Перспективная нагрузка, МВА					
					2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Клин	91,42	1,32	-6	86,66	86,66	86,74	86,74	86,74	86,74
2	ПС 110 кВ Ямуга	48,98	9,23	+6	63,43	64,21	64,21	64,21	64,21	64,21
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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 91{,}42 + 1{,}32 + 0 - 6 = 86{,}74 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, 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 14.93 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 11,27 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 86,74 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 $S_{\text{ддн}}$, 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 $S_{\text{ддн}}$.

ПС 110 кВ Ямуга.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Ямуга согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48{,}98 + 9{,}23 + 6 - 0 = 64{,}21 \text{ МВА}.$$

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 6 МВт превышает $S_{\text{ддн}}$, 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 33,99 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ямуга ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ямуга расчетный объем ГАО составит 16,29 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 64,21 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

В 5.7 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 ПС 110 кВ в районе д. Першутино 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 ПС 110 кВ в районе д. Першутино 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) – 2025 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 к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 39 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 39 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 39 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство новой ПС 110 кВ вблизи ПС 110 кВ Ям с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
2	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ Алешино с переводом на напряжение 110 кВ с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый
3	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство КВЛ 110 кВ Кварц – Алешино I, II цепи ориентировочной длиной 18,5 км каждая
4	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Пахра – Тураево и КВЛ 110 кВ Яковлево – Тураево на ПС 110 кВ Кварц ориентировочной длиной 0,04 км каждый с образованием КВЛ 110 кВ Кварц – Тураево I, II цепь, КВЛ 110 кВ Пахра – Кварц с отпайкой на ПС Молоково и КВЛ 110 кВ Яковлево – Кварц с отпайкой на ПС Молоково
5	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ Степановская с переводом на напряжение 110 кВ с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый
6	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство заходов от ВЛ 110 кВ Федино – Рыболово на ПС 110 кВ Степановская ориентировочной протяженностью 6 км каждый
7	ПАО «Россети Московский регион»	Установка БСК мощностью 29 Мвар на ПС 110 кВ Степановская
8	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство ПС 110 кВ Панино с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый
9	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино и ВЛ 110 кВ Рыболово – Нащекино на ПС 110 кВ Панино ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая
10	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ока – Серпухов I, II цепь с увеличением пропускной способности
11	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Ларино с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора мощностью 20 МВА каждый
12	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Игнатово с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый
13	ПАО «Россети Московский регион»	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
14	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Егорьевск с установкой трансформаторов 110/35/10 кВ Т-3 и Т-4 мощностью 20 МВА каждый
15	ПАО «Россети Московский регион»	ПС 110 кВ Ликино замена трансформаторов 110/35/6 кВ на трансформаторы мощностью 63 МВА
16	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Сенеж с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА
17	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Лешково с заменой трансформатора Т-1 напряжением 110/6 кВ с 6,3 МВА на 10 МВА
18	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Талеж с заменой трансформаторов с 2×25 МВА на 2×63 МВА
19	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Видное с заменой трансформаторов 2×40 на 2×63 МВА
20	ПАО «Россети Московский регион»	ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформатора тока, ошиновки КВЛ 110 кВ Нахабино – Слобода с ДДТН не менее 801 А для ТНВ -5 °С
21	ПАО «Россети Московский регион»	ПС 110/35 кВ Успенская (Реконструкция РУ 110 кВ по схеме «две рабочие системы шин» с установкой доп. ячеек)
22	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Усово в целях обеспечения возможности включения СМВ 110 кВ в нормальном режиме
23	ПАО «Россети Московский регион»	Замена ВЧ-заградителей на ПС 110 кВ Красково для обеспечения пропускной способности ВЛ 110 кВ Нефтезавод – Красково I, II цепь не менее 698 А

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
24	ПАО «Россети Московский регион»	ПС 110/6 кВ Весенняя. Замена разъединителя, ВЧ-заградителя и трансформатора тока для обеспечения пропускной способности ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя до величины не менее 730 А при ТНВ -5 °С
25	ПАО «Россети Московский регион»	КВЛ 110 кВ Нахабино – Слобода. Реконструкция с увеличением пропускной способности до величины не менее 794 А для ТНВ -5 °С
26	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Юбилейная – Красково с отпайкой на ПС Котельники с увеличением пропускной способности не менее чем до 698 А при ТНВ -5 °С
27	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
28	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
29	ПАО «Россети Московский регион»	Сооружение ЛЭП 110 кВ Гулево – Санаторная
30	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная с образованием новой ВЛ 110 кВ Пахра – Барыбино
31	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство КЛ 110 кВ Северово – Фетищево № 1, 2
32	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство КВЛ 110 кВ Лаговская – Полиграф
33	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КВЛ 110 кВ Хлебниково – Долгопрудная с увеличением пропускной способности
34	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Румянцево – Чисмена с отпайкой на ПС Давыдково с увеличением пропускной способности
35	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Калугино – Гришенки с отпайкой на ПС Пролетарий с увеличением пропускной способности
36	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня I и II цепь с отпайкой на ПС Венюково с увеличением пропускной способности
37	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово от места пересечения с ВЛ 110 кВ Фрязино – Гранит 2 до ПС Горелово в габаритах двухцепной ВЛ 110 кВ, с подвеской одной цепи 110 кВ отпайка ВЛ Фрязино – Гранит 2 и одной ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово Установка отпаечной опоры на ВЛ 110 кВ Фрязино – Гранит 2
38	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС Горелово с переводом ПС на напряжение 110 кВ
39	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
40	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ Осташево с переводом на 110 кВ и увеличением трансформаторной мощности с 12,6 МВА до 32 МВА
41	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
42	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
43	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ Высоково с переводом на 110 кВ
44	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Туменская – Суворово с сооружением заходов на ПС Проводник ориентировочной протяженностью 1 км

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
45	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство ПС 110 кВ Проводник 110/10 кВ 2×20 МВА. Разрезка ВЛ 110 кВ Туменская – Суворово ориентировочной протяженностью 1 км
46	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Голутвин – Ива с сооружением заходов на ПС Акатьево (3 км)
47	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство ПС 110 кВ Акатьево 110/10 кВ 2×20 МВА
48	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция с увеличением пропускной способности ВЛ 110 кВ Трубино – Фрязино I, II цепь
49	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция с увеличением пропускной способности ВЛ 110 кВ Трубино – Гребнево I, II цепь
50	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с отпайками с образованием новых ВЛ 110 кВ Кудиново – Купавна с отп. на ПС Агат и ВЛ 110 кВ Купавна-Минеральная (1,5 км)
51	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шатурская ГРЭС – Экситон с отп. на ПС Губино с образованием новых ВЛ 110 кВ Шатурская ГРЭС – Петровская с отп. на ПС Губино и ВЛ 110 кВ Петровская – Экситон (0,5 км)
52	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство ПС 110/35/10 кВ Петровская с установкой 2-х трансформаторов 25 МВА 110/35/10 кВ, с заходом ВЛ 110 кВ Шатура – Экситон, ВЛ 35 кВ Дрезна – Петровсая и ВЛ 35 кВ Петровская – Логиново
53	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с образованием новых ВЛ 110 кВ Кудиново – Торбеево с отп. на ПС Агат и ВЛ 110 кВ Торбеево – Минеральная ориентировочной протяженностью 2 км
54	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство ПС 110 кВ Торбеево с установкой 2-х трансформаторов 25 МВА 110/6
55	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КВЛ 110 кВ Ногинск – Шерна с отп. на ПС Захарово с образованием новых КВЛ 110 кВ Ногинск – Жилино с отп. на ПС Захарово и ВЛ 110 кВ Жилино – Шерна (0,5 км)
56	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство ПС 110 кВ Жилино с установкой 2-х трансформаторов 25 МВА 110/35/6
57	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бронницы – Виноградово с отп. на ПС Фаустово с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 15,5 км
58	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство ПС 110 кВ Белоозерская с установкой 2-х трансформаторов 25 МВА 110/10, с заходом ВЛ 110 кВ Бронницы – Виноградово
59	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Купавна с установкой силового трансформатора 16 МВА 110/35/6 и образованием ячейки ВЛ 110 кВ Купавна – Минеральная
60	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция с увеличением пропускной способности ВЛ 110 кВ Белый Раст – Шереметьево
61	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция с увеличением пропускной способности ВЛ 110 кВ Белый Раст – Луговая
62	ПАО «Россети Московский регион»	Замена провода воздушного участка КВЛ 110 кВ Пахра – Тураево с отпайками на участке ПС Тураево-отпайка на ПС 110 кВ Кварц на провод АС-240 или на провод повышенной пропускной способности
63	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ Ерино с переводом на 110 кВ и установкой трансформаторов 110/10/6 кВ 2×25 МВА
64	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Прудная и переход от отпаечной ПС на транзитную по схеме заход-выход
65	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Лопасня – Гришенки с увеличение пропускной способности
66	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Полиграф – Добрыниха с увеличение пропускной способности
67	ПАО «Россети Московский регион»	Сооружение второй цепи транзита 110 кВ от ПС Заповедник до ПС Стрелецкая

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
68	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Грибово – Лидино с увеличением пропускной способности
69	ПАО «Россети Московский регион»	Перевод ПС 35 кВ Манеж, ВЛ 35 кВ Шаховская – Манеж и Лотошино – Манеж на напряжение 110 кВ. (ВЛ 110 кВ 30,5 км, 2×16 МВА), строительство ячеек 110 кВ на ПС Шаховская и Лотошино для присоединения ВЛ
70	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство переключательного пункта 110 кВ (6 ЭВ 110 кВ), строительство 2-х КЛ 110 кВ от ПП № 82 (КВЛ 110 кВ Одинцово – Дарьино и КВЛ 110 кВ Дарьино – Усово) до нового переключательного пункта 110 кВ (2×0,4 км), демонтаж ПП 110 кВ № 82 с образованием 2-х КЛ 110 кВ от ПП № 81 до нового переключательного пункта 110 кВ, строительство 2-х КЛ 110 кВ от нового переключательного пункта до ОРУ 110 кВ ПС Усово (2×3,35 км), демонтаж 2-х цепного захода ВЛ 110 кВ на ПС Усово (3,3 км)
71	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мухино – Можайск с отп. на ПС 110 кВ Тучково (совместный подвес на двухцепных опорах с ВЛ 110 кВ Можайск – Шелковка, ВЛ 110 кВ Сухарево – Шелковка, ВЛ 110 кВ Кубинка – Сухарево) с увеличением пропускной способности

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) – 2025 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 «четырехугольник» (№ 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 КВЛ 110 кВ Ивановская – Восход I, II цепь с увеличением пропускной способности до величины ДДТН не менее 1060 А при ТНВ -26 °С и АДТН не менее 1217 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 2025 году.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 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) – 2025 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 исполнение на территории г. Москвы и Московской области» (том № 41.П020-т1) (далее – ПИР по установке СКРМ) на период 2025 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) – 2025, 2027 годы.

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Московской области приведен в таблице 40.

Таблица 40 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Московской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	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	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	2026	ПАО «Россети»

Иные технические решения.

Перечень технических решений по усилению электрической сети 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 – Технические решения по усилению электрической сети 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	Параметры	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 ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 67 км	67 км	2028	ПАО «Россети»
3	Строительство ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	2×125 МВА 2×100 МВА	2026	ПАО «Россети Московский регион»
4	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Ока – Бугры I цепь на ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	2×0,1 км	2026	ПАО «Россети»
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня I, II цепь с отпайкой на ПС Венюково на ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	4×0,1	2026	ПАО «Россети Московский регион»
6	Реконструкция ПС 220 кВ Гулево с заменой ТТ и разъединителей ячейки ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Гулево I, II цепь с увеличением пропускной способности	х	2026	ПАО «Россети Московский регион»

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
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 6,2 км каждый	2×6,2 км	2026	ПАО «Россети Московский регион»
9	Строительство ПС 220 кВ Растуново (Данилово) с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА	2×125 МВА 2×40 МВА	2026	ПАО «Россети Московский регион»
10	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	2×0,1 км	2026	ПАО «Россети»
11	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Образцово – Лесная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	2×0,1 км	2026	ПАО «Россети»
12	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Бор – Добрыниха с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	2×0,1 км	2026	ПАО «Россети Московский регион»
13	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Бор – Лужники с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	2×0,1 км	2026	ПАО «Россети Московский регион»
14	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ляхово – Новодомодедово на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	2×0,1 км	2026	ПАО «Россети Московский регион»
15	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	2×0,1 км	2027	ПАО «Россети Московский регион»
16	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Сидорово – Взлетная с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	2×0,1 км	2027	ПАО «Россети Московский регион»
17	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Тишково – Пахра с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	2×0,1 км	2027	ПАО «Россети Московский регион»
18	Строительство ПС 220 кВ Ромашково (в Одинцовском г.о.) с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый[1)]	2×63 МВА	2027	ПАО «Россети Московский регион»
19	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый[1)]	2×1 км	2027	ПАО «Россети Московский регион»
20	Строительство ПС 110 кВ Наукоград (в г.о. Дубна) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый[1)]	2×25 МВА	2027	ПАО «Россети Московский регион»
21	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Иваньковская ГЭС – Темпы I (II) цепь с отпайками на ПС 110 кВ Наукоград ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый[1)]	2×0,5 км	2027	ПАО «Россети Московский регион»
22	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Можайск – Шелковка, ВЛ 110 кВ Мухино – Можайск с отпайкой на ПС Тучково на ПС 500 кВ Дорохово, перезавод ВЛ 110 кВ Можайск – Макарово с ПС 110 кВ Можайск на ПС 500 кВ Дорохово	х	2027	ПАО «Россети Московский регион»

Примечание – [1)] Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.

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 42. С учетом решений протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 № АН-П51-115пр при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Таблица 42 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления	22780	23190	23760	24170	24550	24940
Стратегический резерв мощности в размере 15 %[3)]	3417	3479	3564	3626	3683	3741
Потребность в мощности	26197	26669	27324	27796	28233	28681
Располагаемая мощность электростанций[1)]	15838	16772	16772	16772	16772	16772
Аварийность статистическая	500	500	500	500	500	500
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[2)]	15338	16272	16272	16272	16272	16272

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления с учетом доступной мощности электростанций и пропускной способности электрической сети	23638	24572	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности статистической	2559	2097	2752	3224	3661	4109

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтены риски не реализации ввода Загорской ГАЭС-2.

2 [2)] Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

3 [3)] Для обеспечения планов по социально-экономическому развитию Московской агломерации учитывается стратегический резерв мощности 15 %.

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2026–2031 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 4109 МВт в 2031 году.

Прирост потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с величины 24044 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы до 24940 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 15 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации и развитие сетевой инфраструктуры в соответствии с поручением Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 27.11.2024 № АН-П51-40340, а также с учетом решений разрабатываемой в настоящее время проектной документации на основании Соглашения о сотрудничестве от 06.05.2024 № НШ-10/05согл между Министерством энергетики Российской Федерации, Правительством Москвы и Правительством Московской области о развитии и повышении надежности Московской энергетической системы:

– 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 Левша с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство ПС 750 кВ Новое Кедрово с автотрансформаторами 750/500 кВ и 500/220 кВ в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Грибово – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Встреча, КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово, ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 750 кВ Новое Кедрово в 2030 году;

– реконструкция ПС 220 кВ Бугры с переводом на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2030 году;

– строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры в 2030 году;

– строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная в 2030 году;

– строительство ПП 500 кВ Панино в 2030 году;

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра на ПП 500 кВ Панино в 2030 году;

– строительство ВЛ 500 кВ Бугры – Панино в 2030 году;

– строительство энергоблока на ТЭЦ-25 установленной мощностью 250 МВт в 2027 году;

– строительство энергоблока на ТЭЦ-26 установленной мощностью 250 МВт в 2028 году;

– строительство энергоблока на Каширской ГРЭС установленной мощностью 450 МВт в 2030 году.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство двухполюсной ППТ «Нововоронежская АЭС – Москва», включая два преобразовательных комплекса (в районе Нововоронежской АЭС и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области) в 2032 году.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 43 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Московской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 43 – 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Проект «ВСМ Москва-Санкт-Петербург» (новая ПС 110 кВ Колосово)	ООО «ВСМ Две Столицы»	0,0	49,9	110	2027	Новый РП 110 кВ Родник
2	Проект «ВСМ Москва-Санкт-Петербург» (новая ПС 110 кВ Окружная)		0,0	31,0	110	2026	ПС 220 кВ Сигма
3	Индустриальный парк «Максимиха»	ООО «Агропарк – Инфраструктура»	0,0	49,9	20	2025	Новая ПС 220 кВ Максимиха
4	Центр обработки данных	ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	0,0	33,0	10	2025	ПС 500 кВ Пахра
5	Многофункциональная жилая застройка с объектами социальной инфраструктуры	ООО «СЗ «Самолет-Калиновка»	0,0	32,75	20	2025 2026	ПС 220 кВ Бутово
6	Тяговая ПС Толстопальцево	ОАО «РЖД»	0,0	29,7	10	2025	Новая ПС 220 кВ Саларьево
7	Индустриальный парк	АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»	0,0	29,0	20	2025	ПС 220 кВ Бутово
8			1,9	25,0	10	2025	Новая ПС 110 кВ Ермолино

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Резиденты ОЭЗ «Ступино Квадрат»	ООО «Промышленный Округ Ступино Квадрат»	1,9	28,3	10	2025	ПС 220 кВ Ступино
10	Тяговая подстанция 20 кВ Раменское	ОАО «РЖД»	0,0	27,0	20	2025	Новая ПС 220 кВ Кратово
11	Индустриальный парк	АО «Корпорация развития Московской области»	0,0	26,9	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 220 кВ ЦАГИ
12	ПС 110 кВ Бужаниново	ОАО «РЖД»	0,0	24,5	110	2025	ПС 110 кВ Арсаки ПС 110 кВ Смена ПС 110 кВ Ярославская
13	Тяговая ПС Фирсановская	ОАО «РЖД»	0,0	24,31	10	2025	ПС 220 кВ Омега
14	Тяговая подстанция 20 кВ Бутово	ОАО «РЖД»	0,0	24,3	20	2025	ПС 220 кВ Бутово
15	Тяговая подстанция 10 кВ Реутово	ОАО «РЖД»	0,0	24,06	10	2025	ПС 220 кВ Восточная
16	Комплексная застройка «Крокус Сити Тауэр»	ООО «Крокус Сити Таун»	0,0	24	10	2025	ПС 220 кВ Ильинская
17	Тяговая ПС 20 кВ Павшино	ОАО «РЖД»	0,0	22,6	20	2026	ПС 220 кВ Ильинская
18	Комплексная жилая застройка с объектами социальной и инженерной	ООО «Фортуна»	0,0	21,8	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2029	ТЭЦ-27

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
19	Жилые дома микрорайона «Отрадное»	ООО «Специализированный застройщик «Региональное агропроизводственное объединение»	5,48	21,52	10	2025	ПС 220 кВ Подушкино
20	Завод по производству теплоизоляционных строительных материалов	ООО «КНАУФ Инсулейшн»	0,0	21,0	220	2025	ПС 220 кВ Лесная
21	Жилой комплекс с инфраструктурой	ООО «Специализированный застройщик «Территория комфорта»	0,0	21	10	2025	ТЭЦ-26
22	Тяговая ПС 20 кВ Нахабино	ОАО «РЖД»	0,0	20,7	20	2026	ПС 220 кВ Ильинская
23	Многофункциональная комплексная застройка	ООО «СЗ «Бухта Лэнд»	11,4	20,39	10	2025	ПС 110 кВ Строгино
24	Центр обработки данных	ООО «Дата-центр Серпухов»	0,0	20,0	10	2025	ПС 220 кВ Ока
25	Земельный участок с жилым строением	ООО «Б2-Девелопмент»	0,0	20,0	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Соловьево
26	Комплекс объектов на земельном участке	ООО СЗ «Страна Домодедово»	0,0	20,0	10	2025	ПС 110 кВ Санаторная
27	Жилой квартал «Ивакино»	ООО «Шереметьево-4»	5,0	20,0	10	2025	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 2026–2031 годов представлен в таблице 44.

Таблица 44 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Энергосистема г. Москвы и Московской области							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	125074	127929	129338	132225	135663	137587	139147
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	2855	1409	2887	3438	1924	1560
Годовой темп прироста, %	–	2,28	1,10	2,23	2,60	1,42	1,13
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	122470	125325	126734	129504	131709	133633	135193
Годовой темп прироста, %	–	2,33	1,12	2,19	1,70	1,46	1,17
Московская область							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	66164	67487	68432	69786	71808	72508	73143
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1323	945	1354	2022	700	635
Годовой темп прироста, %	–	2,00	1,40	1,98	2,90	0,97	0,88
Доля потребления электрической энергии Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	52,9	52,8	52,9	52,8	52,9	52,7	52,6
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	63560	64883	65828	67065	67854	68554	69189
Годовой темп прироста, %	–	2,08	1,46	1,88	1,18	1,03	0,93

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 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, %	51,9	51,8	51,9	51,8	51,5	51,3	51,2

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Москвы и Московской области прогнозируется на уровне 139147 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,55 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области прогнозируется в 2029 году и составит 3438 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 2,60 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 1409 млн кВт·ч или 1,10 %.

Потребление электрической энергии по территории Московской области прогнозируется на уровне 73143 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,46 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Московской области прогнозируется в 2029 году и составит 2022 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 2,90 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2031 году и составит 635 млн кВт·ч и или 0,88 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Московской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 43.

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:

– реализацией проекта строительства высокоскоростной железнодорожной магистрали Москва-Санкт-Петербург;

– 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 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 45.

Таблица 45 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Энергосистема г. Москвы и Московской области							
Максимум потребления мощности, МВт	21000	21430	21820	22360	22740	23100	23470
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	430	390	540	380	360	370

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Годовой темп прироста, %	–	2,05	1,82	2,47	1,70	1,58	1,60
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	5832	5848	5808	5792	5792	5785	5760
Московская область							
Потребление мощности Московской области на максимум энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	10710	10850	11050	11230	11350	11420	11520
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	140	200	180	120	70	100
Годовой темп прироста, %	–	1,31	1,84	1,63	1,07	0,62	0,88
Доля потребления мощности Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	51,0	50,6	50,6	50,2	49,9	49,4	49,1
Число часов использования потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	5935	5980	5957	5972	5978	6003	6006

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области к 2031 году прогнозируется на уровне 23470 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,40 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 540 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 2,47 %, что обусловлено планируемым вводом объектов сферы услуг и жилищных комплексов, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 360 МВт или 1,58 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5760 ч/год.

Потребление мощности Московской области к 2030 году прогнозируется на уровне 11520 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,88 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 200 МВт, что соответствует годовому темпу прироста мощности 1,84 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году в размере 70 МВт или 0,62 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Московской области в прогнозный период останется достаточно разуплотненным. Число часов

использования потребления мощности к 2031 году прогнозируется на уровне 6006 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.

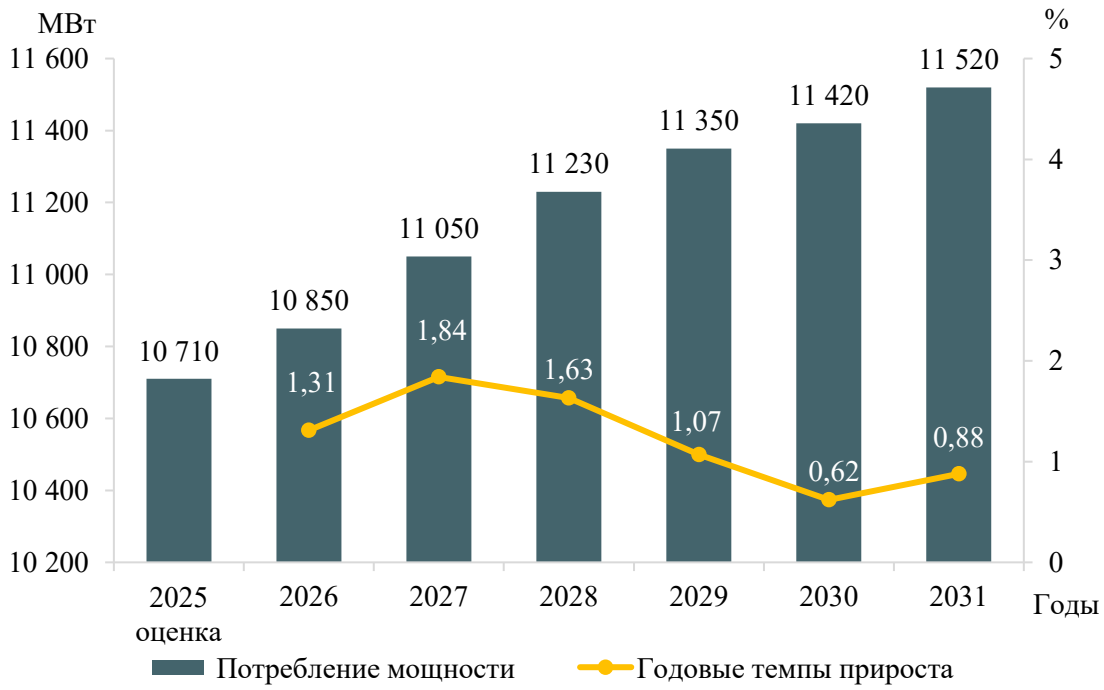


Рисунок 18 – Прогноз потребления мощности энергосистемы Московской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 2396,4 МВт, в том числе: на ТЭС – 1556,4 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 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026–2031 гг.
Всего	–	210,0	–	1736,4	–	450,0	–	2396,4
ГАЭС	–	–	–	840,0	–	–	–	840,0

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026–2031 гг.
ТЭС	–	210,0	–	896,4	–	450,0	–	1556,4

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 (3×ПГУ-450).

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2025 году 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 2031 году составит 7953 МВт. К 2031 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 77,37 % до 73,85 %, доля ГЭС с 0,72 % до 0,50 %, доля ГАЭС увеличится с 21,91 % до 25,65 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, представлена в таблице 47. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, представлена на рисунке 19.

Таблица 47 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	5556,6	5766,6	5766,6	7503	7503	7953	7953
ГЭС	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4
ГАЭС	1200	1200	1200	2040	2040	2040	2040
ТЭС	4317,2	4527,2	4527,2	5423,6	5423,6	5873,6	5873,6

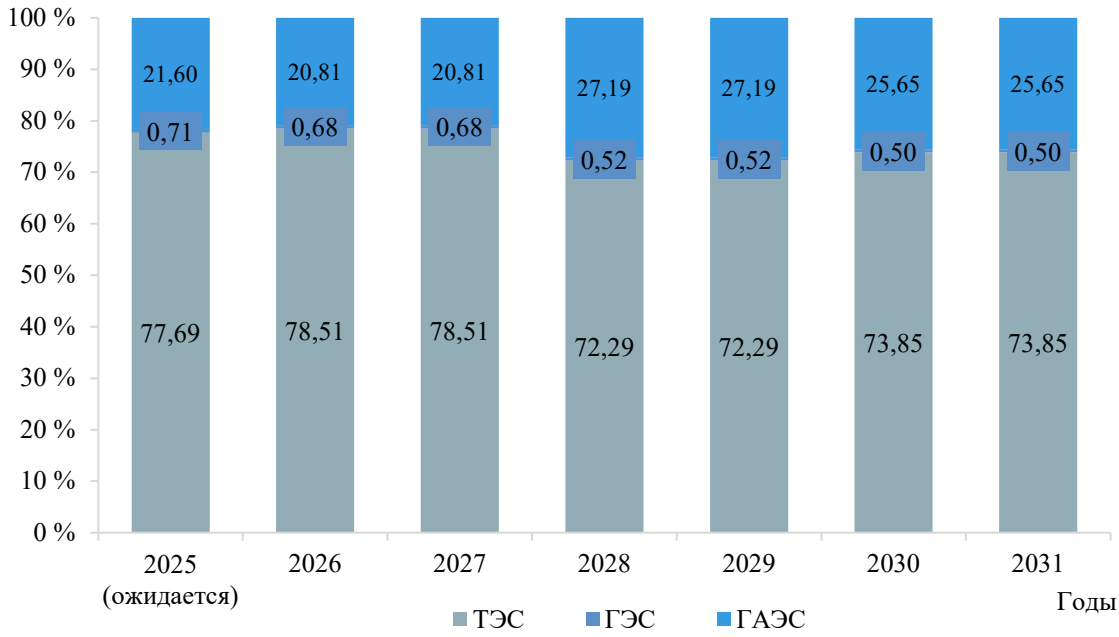


Рисунок 19 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области

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 2025–2031 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 48.

Таблица 48 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	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. лица, ДНП «МУН»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы тяговая с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая ориентировочной протяженностью 4,7 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	4,7	–	–	–	–	–	–	4,7	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой провода ошиновки ячеек КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС и ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС ориентировочной протяженностью 16,9 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	16,9	–	–	–	–	–	–	16,9	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь ориентировочной протяженностью 18,8 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,8	–	–	–	–	–	–	18,8	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная, провода ошиновки и ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «две рабочие системы шин»	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ПП 116 с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой провода ошиновки и МВ ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс, провода ошиновки, ТТ и МВ ячейки Моста 110 кВ, провода ошиновки, ТТ, ВЧЗ, МВ, ЛР и ШР ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
13	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная ориентировочной протяженностью 7,365 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	7,365	–	–	–	–	–	–	7,365	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы», ПАО «Промсвязьбанк», ОАО «РЖД», ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ», ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик», ООО «Спортмастер», ООО «Импортлогистик», ООО «Гринтех», ООО «К-Групп», ГБУ «Автомобильные дороги», ГКУ МО «ДЗКС»
14	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,711 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	4,711	–	–	–	–	–	–	4,711	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы», ПАО «Промсвязьбанк», ОАО «РЖД», ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ», ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик», ООО «Спортмастер», ООО «Импортлогистик», ООО «Гринтех», ООО «К-Групп», ГБУ «Автомобильные дороги», ГКУ МО «ДЗКС»
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,156 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	4,156	–	–	–	–	–	–	4,156	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 49 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 49 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
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	ООО «Каширская ГРЭС»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение выдачи мощности Каширской ГРЭС	ООО «Каширская ГРЭС»	–	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 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»	ООО «К-ФЛЕКС»	–	7
			220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250		ОАО «РЖД»	–	19,661
														ООО «Компания Промсервис»	3,2	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	–	–	–	–	–	–	95	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10
			220	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16				
			10	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16				
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				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	Строительство ПС 220 кВ Растуново (Данилово) с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	–	–	2×125	–	250	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»	ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕ-НИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИ-ТЕЛЬСТВА»	–	42
			220	МВА	–	–	–	–	–	2×40	–	80				
10	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×0,1	–	0,2				
	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Образцово – Лесная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×0,1	–	0,2				
11	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Бор – Добрыниха с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	2×0,1	–	0,2		Физ. лицо	–	4,98
12	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Бор – Лужники с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	2×0,1	–	0,2				
13	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ляхово – Новодомодедово на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	2×0,1	–	0,2				
14	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	2×0,1	–	0,2		ООО «Терраком»	–	1,8
15	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Сидорово – Взлетная с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	2×0,1	–	0,2				
16	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Тишково – Пахра с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	2×0,1	–	0,2				
17	Строительство ПС 220 кВ Максимиха с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Агропарк-Инфраструктура»	ООО «Агропарк-Инфраструкту-ра»	–	49,9
18	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Максимиха ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×0,3	–	–	–	–	–	–	0,6				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
19	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», ОАО «РЖД», ООО «Б2-Девелопмент», ООО «СЗ «ТИК», ООО «Управление недвижимостью», ООО «СЗ» Трансинвестконсалтинг», ООО «Проектный дом», ООО «СЗ «Парк Апрель 2»	ООО «СтройИнвест»	–	6
20	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×1,4	–	–	–	–	–	2,8		ООО «СЗ «Санино 1»	–	9,5
21	Строительство РП 110 кВ Восход с заходами (в месте спетления 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		ОАО «РЖД»	–	4,99
														ООО «Б2-Девелопмент»	–	20,01
22	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		ООО «СЗ «ТИК»	–	6,99
														ООО «Проектный дом»	–	3,0
														ООО «СЗ «Парк Апрель 2»	–	3,0
														ООО «Управление недвижи-мостью»	–	2,2
23	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		ООО «СЗ» Трансинвест-консалтинг»	–	1,1 0,87
24	Реконструкция КВЛ 110 кВ Нахабино – Слобода ориентировочной протяженностью 10,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	10,5	–	–	–	–	–	–	10,5	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Парцель», ООО «СЗ «Гранель П», Фонд «Специальные проекты Фонда защиты прав граждан – участников долевого строительства», Управление делами Президента Российской Федерации, ОАО «РЖД», ООО «СВЭМ», АО «Пегас», АО «СОЮЗСНАБ»	ООО «Парцель»	7,5	10,5
														ООО «СЗ «Гранель П»	–	6
														Фонд «Специальные проекты Фонда защиты прав граждан – участников долевого строительства»	–	7,72
														Управление делами Президента Российской Федерации	–	17,241

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
														ОАО «РЖД»	– 5	4,51 4,61
														ООО «СВЭМ»	–	1,5
														АО «СОЮЗСНАБ»	–	1,2
														АО «Пегас»	–	12
25	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	–	–	–	–	–	–	48	Обеспечение технологического присоединения потребителя ММО «ОИЯИ»	ММО «ОИЯИ»	25,4	9,6
			110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16				
26	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
27	Реконструкция ПС 110 кВ Манихино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА 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
28	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»	–	19,661
														ООО «Истра-Логистика»	–	4,998
29	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. лиц, ДНП «МУН»	ОАО «РЖД»	–	12,31
														ПК «Новая Жизнь»	–	1,5
														Физ. лицо	–	2
														ДНП «МУН»	–	1
														Физ. лицо	–	1,0

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
30	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. лица, ДНП «МУН»	ООО «К-ФЛЕКС»	–	7
														ООО «ГАГАРА»	–	3,05
														ПК «Новая Жизнь»	–	1,5
														ОАО «РЖД»	–	12,31 2,4 4,814
														Физ. лицо	–	2
														ДНП «МУН»	–	1
31	Строительство ЛЭП 110 кВ Гулево – Санаторная ориентировочной протяженностью 5,7 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,7	–	–	–	–	–	–	5,7	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ММЦ Усады», ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным закрытым паевым инвестиционным фондом «Универсальная индустриальная недвижимость»	ООО «ММЦ Усады»	–	5,4
32	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	x	–	–	–	–	–	–	x		ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным закрытым паевым инвестиционным фондом «Универсальная индустриальная недвижимость»	–	4,98
33	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Гулево – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС Шепчинки ориентировочной протяженностью 1,3 км каждая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×1,3	–	–	–	–	–	–	2,6		ООО «АЛЬФА-ТЕХФОРМ»	–	9,6
														ООО «ШИШКИНО»	–	3,25
34	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Пахра – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС Новоцементная ориентировочной протяженностью 12,1 км каждая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×12,1	–	–	–	–	–	–	24,2		ООО «Биотех-ЗОО»	–	0,15
														АО «РСК»	–	0,67
														ООО «Аренда-Групп»	–	2,2

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
35	Строительство ПС 110 кВ Аксёново с трансформатором Т-2 110/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформаторомТ-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «АГК-1»	110	МВА	1×95	–	–	–	–	–	–	95	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10
			110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16				
			110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16				
36	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				
37	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	–	–	–	–	–	–	95	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10
			110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16				
			110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16				
38	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				
39	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 «СЗ «Молоково-13», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «ФОРУМ-ИНВЕСТ»	ООО «СЗ «Молоково-13»	2,0	4,4
														ООО «СЗ «ССД МСК «ВОСТОК»	–	4,43 3,775 3,965
														ООО «ФОРУМ-ИНВЕСТ»	–	4,4
40	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 «РАЗПРИНТ»	ООО «РАЗПРИНТ»	–	1,5
														ООО «Специа-лизированный застройщик «Гранель Бета»	–	7

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
41	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
42	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	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»	ООО «Базовые системы»	–	1,22
														ООО «Озерский продукт»	–	0,9
43	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 потребителей ООО «СЗ «Самолет Олимп», ООО «МостАртСтрой»»	ООО «СЗ «Самолет Олимп»	–	2,299
														ООО «МостАрт Строй»	–	1,1
44	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»	6,7	13,3
														ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик»	7	16

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
45	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	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 «ДорХан – Можайск»	3	12
														ООО «НИСА»	–	2,54
46	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная ориентировочной протяженностью 9,4 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	9,4	–	–	–	–	–	–	9,4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы», ПАО «Промсвязьбанк», ОАО «РЖД», ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ», ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик», ООО «Спортмастер», ООО «Импортлогистик», ООО «Гринтех», ООО «К-Групп», ГБУ «Автомобильные дороги», ГКУ МО «ДЗКС»	ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы»	–	9,7
														ПАО «Промсвязьбанк»	–	9,0
														ОАО «РЖД»	– –	11,65 7,13
														ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ»	6,7	13,3
														ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик»	7	16,0
														ООО «Спортмастер»	–	7,5
47	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс ориентировочной протяженностью 6,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	6,6	–	–	–	–	–	–	6,6		ООО «Импорт-логистик»	–	11,5
														ООО «Гринтех»	–	9,115
														ООО «К-Групп»	–	4,9
														ГБУ «Автомобильные дороги»	–	1,00
														ГКУ МО «ДЗКС»	–	9,166

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
48	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», ГКУ МО «ДЗКС»	ООО «Спортмастер»	–	7,5
														ГКУ МО «ДЗКС»	–	9,17
49	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с установкой трансформатора Т-5 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Элмонт Энерго»	ООО «Элмонт Энерго»	1,3	3,2
50	Строительство 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 АО «ОЭЗ «Технополис Москва», ООО «Городская Земельная Компания», ГУП «М.Прогресс», Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «Внуково Логистик», ООО «ШИШКИНО», ООО СЗ «Левел Звенигородская», ООО «П2-ДЕВЕЛОПМЕНТ», ООО СЗ «ВЫБОР №1», ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА»	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	–	40
														ООО «Городская Земельная Компания»	–	7
														ГУП «М.Прогресс»	4,918	3,173
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	6,42
														ООО «Внуково Логистик»	–	13
														ООО «ШИШКИНО»	–	3,25
														ООО СЗ «Левел Звенигородс-кая»	–	3,4
														ООО СЗ «ВЫБОР №1»	–	3,27
														ООО «П2-ДЕВЕЛОП-МЕНТ»	–	9,868
														ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕ-НИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИ-ТЕЛЬСТВА»	–	42

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
51	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
52	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
53	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
54	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
55	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
56	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
57	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	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. лица	Физ лицо	–	0,69

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
58	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	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 «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик», ООО «Е-ИНВЕСТ»	ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик»	–	2
														ООО «Е-ИНВЕСТ»	0,809	0,34
59	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	–	63	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПК Печагин»	ООО «ПК Печагин»	–	1,2
60	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. лица, ООО «Петро Сервис»	Физ. лицо.	–	2,5
														ООО «Петро Сервис»	–	1,3
														ООО «Хохланд Руссланд»	–	3
61	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 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×100	–	–	–	200	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Технотрон-Метиз», ООО «Биотех-ЗОО»	ООО «Технотрон-Метиз»	– –	4,9 4,9
														ООО «Биотех-ЗОО»	–	0,15
62	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЦАГИ – Раменская II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	6,735	–	–	–	–	6,735	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СпецПромКомпания»	ООО «СпецПром-Компания»	–	4,8

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
63	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЦАГИ – Раменская I цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	6,735	–	–	–	–	–	–	6,735	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СпецПромКомпания», ОАО «РЖД»	ООО «СпецПром-Компания»	–	4,8
64	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бронницы тяговая – Гжель с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	15,051	–	–	–	–	–	–	15,051		ОАО «РЖД»	–	4,99
65	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нежино – Гжель с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	12,83	–	–	–	–	–	–	12,83				1,71
66	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 электроснаб-жения Октябрьской дирекции инфраструк-туры Октябрьской ж/д – филиала ОАО «РЖД»	13,35	–
67	Строительство двух ВЛ 110 кВ Клин – Тетерино ориентировочной протяженностью 4,1 км каждая	ОАО «РЖД»	110	км	2×4,1	–	–	–	–	–	–	8,2				
68	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	4,99
69	Реконструкция ПС 110 кВ Лаговская 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	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»	ФГУП «Российская телевизионная и радиовещатель-ная сеть»	–	1
70	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	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+»	ООО «Интеграл+»	–	3
71	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 АО «Особое конструкторское бюро кабельной промышленности», ООО «Элма-Проект»	АО «Особое конструктор-ское бюро кабельной промышленнос-ти»	–	2
														ООО «ЭЛМА-ПРОЕКТ»	–	6,18

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
72	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	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 «Специализированный застройщик «Аметист»	ООО «Специа-лизированный застройщик «Аметист»	–	0,71
73	Реконструкция ПС 110 кВ Кашино с заменой трансформаторовТ-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 Повадино 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»	–	4,95
75	Реконструкция двухцепной КВЛ 110 кВ Мячково – Тураево I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км каждая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×2,6	–	–	–	–	–	–	5,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО СЗ «Страна Домодедово»	ООО СЗ «Страна Домодедово»	–	20
76	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 «Импортлогистик»	ООО «Импорт-логистик»	–	11,5
77	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
78	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 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ», АО «Корпорация развития Московской области», ООО «Мультиколд»	ООО «ВАЙЛД-БЕРРИЗ»	–	3
														ООО «Мульти-колд»	–	10
														АО «Корпорация развития Московской области»	–	10,3
79	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
80	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				
81	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», ДНП «МУН», ГБУЗ МО «Волоколамская центральная районная больница»	ОАО «РЖД»	–	12,31 2,4
														ГБУЗ МО «Волоколамская центральная районная больница»	–	0,77
														ДНП «МУН»	–	1
82	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 потребителей ООО «ТЕХНОПРОМ», ООО «Индустриальный парк «Шереметьево»	ООО «ТЕХНО-ПРОМ»	–	11
														ООО «Индуст-риальный парк «Шереметьево»	–	5
83	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново 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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Девиденд»	ООО «Девиденд»	–	3,0

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
84	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	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 «Товарищество Бахрушиных»	ООО «Товарищество Бахрушиных»	–	2
85	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
86	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
87	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	–	1,32
88	Реконструкция ПС 110 кВ Соловьево 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 потребителей ООО «Б2-Девелопмент», ООО «Проектный дом»	ООО «Б2-Девелопмент»	–	20,01
														ООО «Проектный дом»	–	3

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
89	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная 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 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 ООО «ШИШКИНО»	ООО «ШИШКИНО»	–	3,25
90	Строительство КВЛ 110 кВ Лаговская – Полиграф ориентировочной протяженностью 22,7 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	22,7	–	22,7	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ШИШКИНО»			
91	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Гулево – Бор I, II цепь ориентировочной протяженностью 14,3 км каждая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	2×14,3	–	28,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ШИШКИНО», ООО «Биотех-ЗОО»	ООО «ШИШКИНО»	–	3,25
92	Строительство второй ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя ориентировочной протяженностью 10 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	10	–	10		ООО «Биотех-ЗОО»	–	0,15
93	Реконструкция ПС 110 кВ Мцыри 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 «СЗ «Сити»	ООО СЗ «Сити»	–	1,20
94	Строительство новой ПС 110 кВ с двумя трансформаторами 110/20 кВ	ООО «Самолет-Прогресс»	110	МВА	–	–	x	–	–	–	–	x	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Пригород Лесное»	ООО «СЗ «Пригород Лесное»	–	4,71
95	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-22 – Красково №3-4 до новой ПС 110 кВ	ООО «Самолет-Прогресс»	110	км	–	–	x	–	–	–	–	x				
96	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-22 – Красково №5-6 до новой ПС 110 кВ	ООО «Самолет-Прогресс»	110	км	–	–	x	–	–	–	–	x				
97	Строительство ПС 110 кВ Колосово с двумя трансформаторами 110/27,5/27,5 кВ мощностью 48 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/20 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «ВСМ Две Столицы»	110	МВА	–	–	2×48	–	–	–	–	96	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ВСМ Две Столицы»	ООО «ВСМ Две Столицы»	–	49,904
			110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50				
98	Строительство двух КЛ 110 кВ Колосово – Родник ориентировочной протяженностью 6,8 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×6,8	–	–	–	–	13,6				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
99	Строительство РП 110 кВ Родник с заходами ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	x	–	–	–	–	x				
100	Строительство ПС 110 кВ Окружная с двумя трансформаторами 110/20 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «ВСМ Две Столицы»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ВСМ Две Столицы»	ООО «ВСМ Две Столицы»	–	31
101	Строительство двух КЛ 110 кВ Сигма – Окружная ориентировочной протяженностью 6,5 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×6,5	–	–	–	–	–	13				
102	Строительство ПС 110 кВ Ермолино с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»	АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»	–	25
103	Строительство захода ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино ориентировочной протяженностью 0,72 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×0,72	–	–	–	–	–	–	1,44				
104	Реконструкция ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки ориентировочной протяженностью 11,643 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	11,643	–	–	–	–	–	–	11,643	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Композит», ООО «ЭЛМА-ПРОЕКТ»	АО «Композит»	–	8
														ООО «ЭЛМА-ПРОЕКТ»	–	6,18
105	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	1,214
106	Реконструкция ПС 110 кВ Сирена с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Победа вкуса»	ООО «Победа вкуса»	–	5,2

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
107	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 ООО «Риал»	ООО «Риал»	–	0,8
108	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 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	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 ГКУ МО «ДЗКС»	ГКУ МО «ДЗКС»	–	9,166
109	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Изолятор-полимерные изоляторы и композиты»	ООО «Изолятор-полимерные изоляторы и композиты»	–	1,5
110	Реконструкция ПС 110 кВ Ляхово 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 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×40	–	80	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО Управляющая компания «А класс капитал» Д.У. Комбинированным закрытым паевым инвестиционным фондом»	ООО УК «А класс капитал» Д.У.Комбини-рованным закрытым паевым инвестицион-ным фондом «Универсальная индустриальная недвижимость»	–	4,98

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
111	Реконструкция ПС 110 кВ Новодомодедово с установкой дополнительного трансформатора мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Атлант-Строй»	ООО «Атлант-Строй»	–	4
112	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 «СтройИнвест», ООО «СЗ «Санино 1», ОАО «РЖД», ООО «Б2-Девелопмент», ООО «СЗ «ТИК», ООО «СЗ «Парк Апрель 2», ООО «Проектный дом», ООО «Управление недвижимостью», ООО «СЗ» Трансинвестконсалтинг»	ООО «СтройИнвест»	–	6
														ООО «СЗ «Санино 1»	–	9,5
														ОАО «РЖД»	–	4,99
														ООО «Б2-Девелопмент»	–	20,01
														ООО «СЗ «ТИК»	–	6,99
														ООО «СЗ «Парк Апрель 2»	–	3,0
														ООО «Проектный дом»	–	3,0
														ООО «Управление недвижи-мостью»	–	2,2
														ООО «СЗ» Трансинвест-консалтинг»	– –	1,1 0,87

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 50.

Таблица 50 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ПС 750 кВ Новое Кедрово с двумя автотрансформаторами 750/500 кВ мощностью 1251 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 417 МВА каждый) и двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	750	МВА	–	–	–	–	–	2×3×417	–	2502	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
		ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	
2	Строительство ВЛ 750 кВ Грибово – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 115 км[1)]	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	115	–	115	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 530 км[2)]	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	530	–	530	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Встреча на ПС 750 кВ Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 20 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	–	–	2×20	–	40	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово на ПС 750 кВ Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×5	–	10	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 750 кВ Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 20 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	–	–	2×20	–	40	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
7	Реконструкция ПС 220 кВ Бугры с переводом на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ с двумя автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
8	Строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры ориентировочной протяженностью 75 км[3)]	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	75	–	75	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
9	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная ориентировочной протяженностью 40 км[3)]	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×40	–	80	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
10	Строительство ПП 500 кВ Панино	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
11	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра на ПП 500 кВ Панино ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×0,6	–	1,2	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
12	Строительство ВЛ 500 кВ Бугры – Панино ориентировочной протяженностью 70 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	70	–	70	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
13	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
14	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	
15	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
16	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 67 км[4)]	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	67	–	–	–	67	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	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
17	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	
18	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	
19	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», ОАО «РЖД», ООО «Б2-Девелопмент», ООО «СЗ «ТИК», ООО «Управление недвижимостью», ООО «СЗ» Трансинвестконсалтинг», ООО «Проектный дом», ООО «СЗ «Парк Апрель 2»
20	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×1,4	–	–	–	–	–	2,8	
21	Строительство ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 100 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
			220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	
22	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Ока – Бугры I цепь на ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	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
23	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня I, II цепь с отпайкой на ПС Венюково на ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	4×0,1	–	–	–	–	–	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
24	Реконструкция ПС 220 кВ Гулево с заменой ТТ и разъединителей ячейки ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Гулево I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	х	–	х	–	–	–	–	–	х	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25	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
26	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Нежино II цепь на ПС 220 кВ Дементьево ориентировочной протяженностью 6,2 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	2×6,2	–	–	–	–	–	12,4	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
27	Строительство ПС 220 кВ Растуново (Данилово) с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»
			220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	
28	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»
29	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Образцово – Лесная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»
30	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Бор – Добрыниха с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»
31	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Бор – Лужники с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
32	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ляхово – Новодомодедово на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»
33	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»
34	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Сидорово – Взлетная с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»
35	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Тишково – Пахра с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА», физ. лица, ООО «Терраком»
36	Строительство ПС 220 кВ Ромашково (в Одинцовском г.о.) с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый[1)]	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
37	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый[1)]	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
38	Строительство РП 110 кВ Восход с заходами (в месте спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
	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		110	х	–	х	–	–	–	–		х	2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «СЗ «Санино 1», ОАО «РЖД», ООО «Б2-Девелопмент», ООО «СЗ «ТИК», ООО «Управление недвижимостью», ООО «СЗ» Трансинвестконсалтинг», ООО «Проектный дом», ООО «СЗ «Парк Апрель 2»
39	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	
40	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	
41	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	
42	Строительство ПС 110 кВ Наукоград (в г.о. Дубна) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый[1)]	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
43	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Иваньковская ГЭС – Темпы I (II) цепь с отпайками на ПС 110 кВ Наукоград ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый[1)]	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
44	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Можайск – Шелковка, ВЛ 110 кВ Мухино – Можайск с отпайкой на ПС Тучково на ПС 500 кВ Дорохово, перезавод ВЛ 110 кВ Можайск – Макарово с ПС 110 кВ Можайск 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

Примечания

1 [1)] Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.

2 [2)] Мероприятие реализуется на территории Курской области, Орловской области, Тульской области, Калужской области и Московской области.

3 [3)] Мероприятие реализуется на территории Московской области и города Москвы.

4 [4)] Мероприятие реализуется на территории Московской области и Калужской области.

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ и выше 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 51.

Таблица 51 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 220 кВ Слобода с заменой трансформаторов Т-3 220/10/6 кВ и Т-4 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	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»
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 «РАЗПРИНТ»
4	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-1 110/10/6 кВ мощностью 40 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. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Товарищество Бахрушиных»
			110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	–	63	
5	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
6	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	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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
7	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 АО «Особое конструкторское бюро кабельной промышленности», ООО «Элма-Проект»
8	Реконструкция ПС 110 кВ Время 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	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
9	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 80 МВА каждый	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. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Хохланд Руссланд», физ. лица, ООО «Петро Сервис»
10	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 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 «СЗ «Молоково-13», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «ФОРУМ-ИНВЕСТ»
11	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»
12	Реконструкция ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторовТ-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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
13	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
14	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 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
15	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с установкой третьего трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПК Печагин»
16	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», ГКУ МО «ДЗКС»
17	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»
18	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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
19	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	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», физ. лица
20	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная 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 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 «ШИШКИНО»
21	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
22	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	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 ГКУ МО «ДЗКС»
23	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», ООО «МостАртСтрой»
24	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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
25	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
26	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
27	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 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 «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик», ООО «Е-ИНВЕСТ»
28	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»
29	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
30	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	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
31	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
32	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	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+»
33	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»
34	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
35	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Изолятор-полимерные изоляторы и композиты»
36	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
37	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
38	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
39	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново 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 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Девиденд»
40	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 ООО «Риал»
41	Реконструкция ПС 110 кВ Рыболово 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 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
42	Строительство 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
43	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на ПС 110 кВ в районе д. Першутино 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
44	Реконструкция ПС 110 кВ Бор с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Технотрон-Метиз», ООО «Биотех-ЗОО»
45	Реконструкция ПС 110 кВ Вяземы 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	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
46	Реконструкция ПС 110 кВ Губино с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 5,6 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
47	Реконструкция ПС 110 кВ Дзержинская с заменой трансформатора Т-1 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6/6 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
48	Реконструкция ПС 110 кВ Ельдигино 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
49	Реконструкция ПС 110 кВ Котельники с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 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
50	Реконструкция ПС 110 кВ Красково с заменой трансформатора Т-3 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
51	Реконструкция ПС 110 кВ Ляхово 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 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО Управляющая компания «А класс капитал» Д.У. Комбинированным закрытым паевым инвестиционным фондом»
52	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	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 «Специализированный застройщик «Аметист»
53	Реконструкция ПС 110 кВ Монино с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	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
54	Реконструкция ПС 110 кВ Мцыри 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 «СЗ «Сити»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
55	Реконструкция ПС 110 кВ Ожогино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	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
56	Реконструкция ПС 110 кВ Орево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	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
57	Реконструкция ПС 110 кВ Перемилово 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	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
58	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	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ВАЙЛДБЕРРИЗ», АО «Корпорация развития Московской области», ООО «Мультиколд»
59	Реконструкция ПС 110 кВ Пятницкая с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
60	Реконструкция ПС 110 кВ Райки 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	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
61	Реконструкция ПС 110 кВ Раменье с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	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
62	Реконструкция ПС 110 кВ Сирена с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 20 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×20	–	–	–	–	–	20	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Победа вкуса»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
63	Реконструкция ПС 110 кВ Смена 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	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
64	Реконструкция ПС 110 кВ Черноголовка 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	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
65	Реконструкция ПС 110 кВ Щелково 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
66	Реконструкция ПС 110 кВ Юркино II 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	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
67	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьево 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
68	Реконструкция ПС 110 кВ Ямуга 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

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

5.1 Исходные расчетные условия

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 [3].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2025 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3], 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 [4]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2025 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 [5], п. 381, (таблица 52).

Таблица 52 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2023	2024	2025
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	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.04.2025	–	108,1	107,8

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Загорново, ПС 110 кВ Бронницы, ПС 110 кВ Нащекино, ПС 110 кВ Барыбино, ПС 110 кВ Рыболово

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» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2048 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 53 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для энергорайона расположения ПС 110 кВ Загорново, ПС 110 кВ Бронницы, ПС 110 кВ Нащекино, ПС 110 кВ Барыбино, ПС 110 кВ Рыболово

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 основной (реконструкция сети 110 кВ)									
Реконструкция КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС протяженностью 16,9 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×16,9	АС-150	–	–	–	–	–	39,63
Реконструкция ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь протяженностью 18,8 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×18,8	АС-150	–	–	–	–	–	43,48
Реконструкция ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая протяженностью 4,7 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×4,7	АС-150	–	–	–	–	–	10,42
Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с заменой ошиновки КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-150	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой ошиновки КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-150	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-150	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-150	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы тяговая с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-150	–	–	–	–	–	1,19
Итого по варианту № 1									99,48
Вариант № 2 альтернативный (строительство ВЛ 110 кВ Нежино – Бронницы с отп. ПС Бисерово)									
Строительство ВЛ 110 кВ Нежино – Бронницы с отпайкой на ПС Бисерово ориентировочной протяженностью 20,8 км	110	1×1×20,8	АС-150	–	–	–	–	–	502,01
Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с установкой дополнительной ячейки 110 кВ	–	–	–	110	–	110-5Н / 1	–	–	72,81
Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с установкой СМВ 110 кВ	–	–	–	110	–	110-5Н / 1	–	–	72,81
Итого по варианту № 2									647,63

Таблица 54 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	99,48	647,63
То же в процентах	*100 %*	*651 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	19,06	252,15
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	93,31	706,97
То же в процентах	*100 %*	*758 %*

Таблица 55 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей для энергорайона расположения ПС 110 кВ Загорново, ПС 110 кВ Бронницы, ПС 110 кВ Нащекино, ПС 110 кВ Барыбино, ПС 110 кВ Рыболово в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего капитальных затрат, млн руб.	*99,48*	0,00	0,00	99,48	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:	–																							
ВЛ	93,53	0,00	0,00	93,53	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
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	5,95	0,00	0,00	5,95	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):																								
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 %	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 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*19,06*	0,00	0,00	0,00	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
в том числе:	–																							
ВЛ	13,75	0,00	0,00	0,00	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	5,31	0,00	0,00	0,00	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*118,54*	0,00	0,00	99,48	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
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	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*93,31*	0,00	0,00	85,29	0,76	0,70	0,65	0,60	0,56	0,51	0,48	0,44	0,41	0,38	0,35	0,32	0,30	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,18

Таблица 56 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей для энергорайона расположения ПС 110 кВ Загорново, ПС 110 кВ Бронницы, ПС 110 кВ Нащекино, ПС 110 кВ Барыбино, ПС 110 кВ Рыболово в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего капитальных затрат, млн руб.	*647,63*	215,88	215,88	215,88	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:	–																							
ВЛ	502,01	167,34	167,34	167,34	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
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	145,62	48,54	48,54	48,54	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	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 %	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 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*252,15*	0,00	0,00	0,00	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61
в том числе:																								
ВЛ	80,32	0,00	0,00	0,00	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	171,83	0,00	0,00	0,00	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*899,78*	215,88	215,88	215,88	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61
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	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*706,97*	215,88	199,89	185,08	10,01	9,27	8,58	7,94	7,36	6,81	6,31	5,84	5,41	5,01	4,64	4,29	3,97	3,68	3,41	3,16	2,92	2,70	2,50	2,32

Как видно из таблицы 54, наиболее экономичным вариантом развития сетей для энергорайона расположения ПС 110 кВ Загорново, ПС 110 кВ Бронницы, ПС 110 кВ Нащекино, ПС 110 кВ Барыбино, ПС 110 кВ Рыболово является вариант № 1.

Вариант № 1 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.

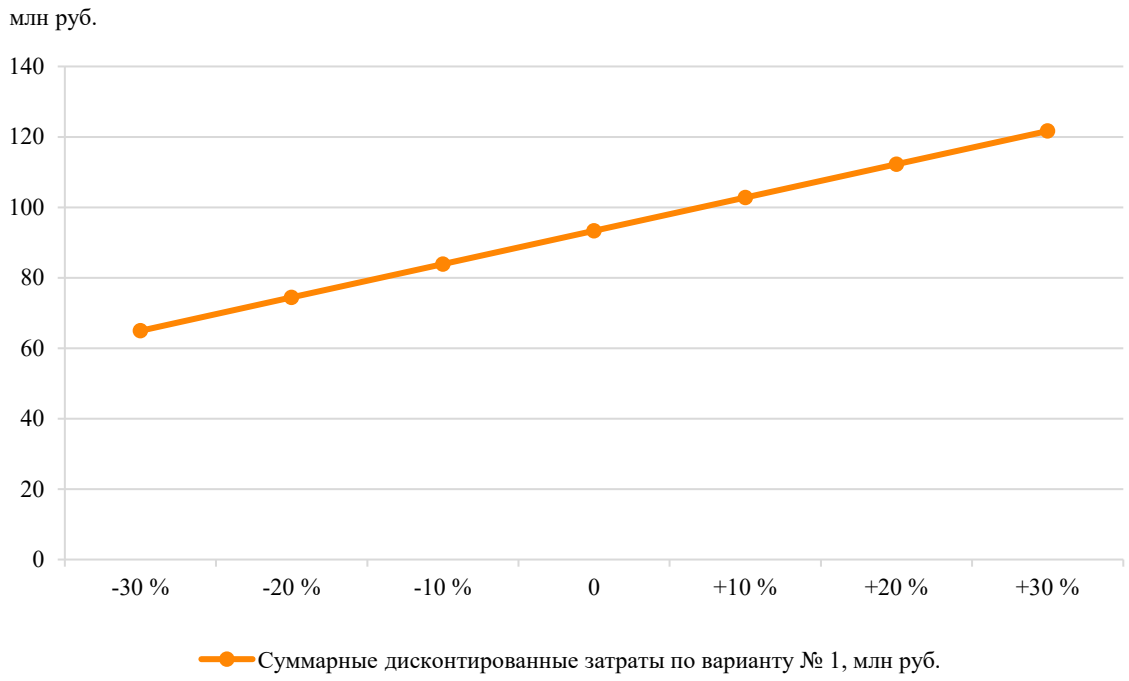
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

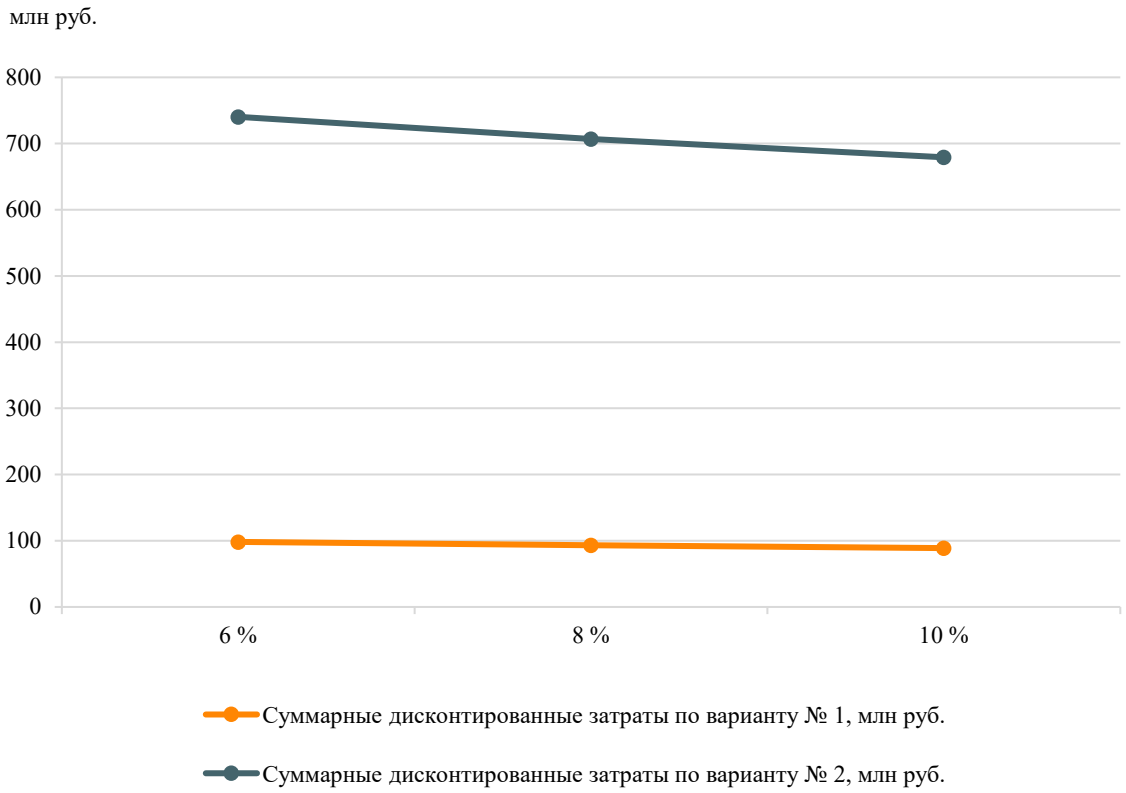
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 20.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	65	74	84	93	103	112	122

Рисунок 20 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 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.	98	93	89
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	740	707	679

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 № 1 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 481 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 653 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 также остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 664 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 развития сетей для энергорайона расположения ПС 110 кВ Загорново, ПС 110 кВ Бронницы, ПС 110 кВ Нащекино, ПС 110 кВ Барыбино, ПС 110 кВ Рыболово сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, ПС 110 кВ Прогресс

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» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2049 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 %;

– кабельные линии электропередачи напряжением 110–220 кВ – 2,5 %;

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 57 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для энергорайона ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, ПС 110 кВ Прогресс

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 основной (реконструкция сети 110 кВ)									
Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс протяженностью 2,566 км воздушного участка и 2,145 км кабельного участка с увеличением пропускной способности	110	1×1×2,566	АС-300	–	–	–	–	–	132,19
	110	1×1×2,145	ПвПу2г 1×800гж/ 265ов-64/110	–	–	–	–	–	232,04
Реконструкция ПП 116 с заменой ошиновки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-300	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой: – МВ КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс; – МВ Моста 110 кВ; – МВ ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс; – ЛР ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс; – ШР ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс; – ВЧЗ ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс; – ТТ 110 кВ МВ Моста 110 кВ; – ТТ ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс	–	–	–	–	–	–	–	–	87,28
Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой ошиновки МВ Моста 110 кВ с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-300	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой ошиновки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-300	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-240	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс протяженностью 4,156 км с увеличением пропускной способности	110	1×1×4,156	АС-240	–	–	–	–	–	13,12
Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная протяженностью 5,21 км воздушного участка и 2,155 км кабельного участка с увеличением пропускной способности	110	1×1×5,21	АС-300	–	–	–	–	–	229,06
	110	1×1×2,155	ПвПу2г 1×800гж/ 265ов-64/110	–	–	–	–	–	233,12
Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «две рабочие системы шин»	–	–	–	–	–	–	–	–	0,00
Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-240	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой ошиновки КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,01	АС-300	–	–	–	–	–	1,19
Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности	–	–	–	–	–	–	–	–	6,23
Итого по варианту № 1									940,18
Вариант № 2 альтернативный (строительство КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная II цепь)									
Строительство КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная II цепь протяженностью 5,21 км воздушного участка и 2,155 км кабельного участка	110	1×1×5,21	АС-150	–	–	–	–	–	126,26
	110	1×1×2,155	ПвПу2г 1×630(гж)/ 265ов 64/110кВ	–	–	–	–	–	688,61
Строительство ПП для КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная II цепь	110	–	–	–	–	–	–	–	3,58
Реконструкция ПС 500 кВ Каскадная с установкой дополнительной ячейки 110 кВ	–	–	–	110	–	110-9 / 1	–	–	94,83
Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «две рабочие системы шин» с установкой дополнительной ячейки 110 кВ	–	–	–	110	–	110-13 / 1	–	–	72,81
Итого по варианту № 2									986,09

Таблица 58 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	940,18	986,09
То же в процентах	*100 %*	*105 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	395,12	566,55
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	970,60	1091,90
То же в процентах	*100 %*	*112 %*

Таблица 59 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей для энергорайона ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, ПС 110 кВ Прогресс в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Всего капитальных затрат, млн руб.	*940,18*	116,29	236,71	236,71	350,48	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:	–																								
ВЛ	374,37	0,00	120,42	120,42	133,54	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	0,00
КЛ	465,16	116,29	116,29	116,29	116,29	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
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	100,65	0,00	0,00	0,00	100,65	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):																									
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 %	0,80 %	0,80 %
КЛ	–	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %
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 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*395,12*	0,00	0,00	0,00	0,00	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76
в том числе:	–																								
ВЛ	56,72	0,00	0,00	0,00	0,00	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84
КЛ	227,69	0,00	0,00	0,00	0,00	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38	11,38
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	110,71	0,00	0,00	0,00	0,00	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1335,30*	116,29	236,71	236,71	350,48	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76
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	0,18	0,17
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*970,60*	116,29	219,17	202,94	278,22	14,52	13,45	12,45	11,53	10,67	9,88	9,15	8,47	7,85	7,26	6,73	6,23	5,77	5,34	4,94	4,58	4,24	3,92	3,63	3,36

Таблица 60 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей для энергорайона ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, ПС 110 кВ Прогресс в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Всего капитальных затрат, млн руб.	*986,09*	172,15	270,12	270,12	273,70	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																								
ВЛ	126,26	0,00	42,09	42,09	42,09	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КЛ	688,61	172,15	172,15	172,15	172,15	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
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	171,22	0,00	55,88	55,88	59,46	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):																									
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 %	0,80 %	0,80 %
КЛ	–	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,5 %
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 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*566,55*	0,00	0,00	0,00	0,00	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33
в том числе:	–																								
ВЛ	20,20	0,00	0,00	0,00	0,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
КЛ	344,31	0,00	0,00	0,00	0,00	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22	17,22
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	202,04	0,00	0,00	0,00	0,00	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10	10,10
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1552,64*	172,15	270,12	270,12	273,70	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33	28,33
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	0,18	0,17
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1091,90*	172,15	250,11	231,58	217,27	20,82	19,28	17,85	16,53	15,30	14,17	13,12	12,15	11,25	10,42	9,64	8,93	8,27	7,66	7,09	6,56	6,08	5,63	5,21	4,82

Как видно из таблицы 54, наиболее экономичным вариантом развития сетей для энергорайона ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, ПС 110 кВ Прогресс является вариант № 1.

Вариант № 1 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.

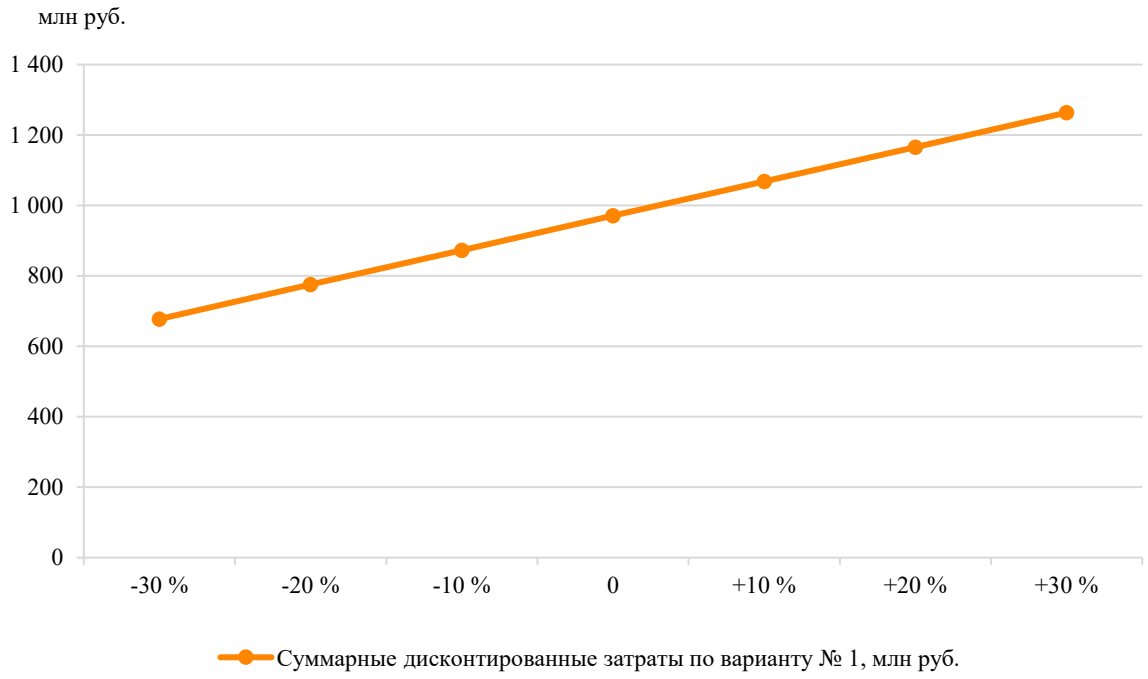
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

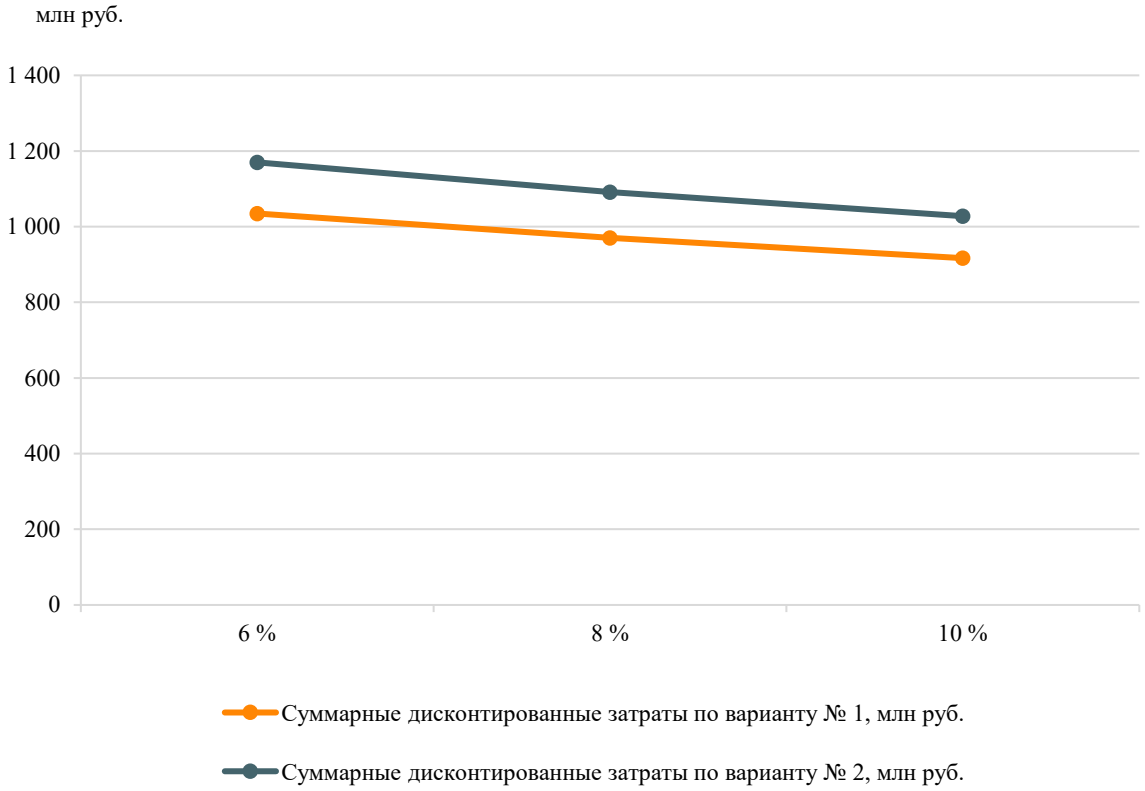
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 22.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	678	775	873	971	1068	1166	1264

Рисунок 22 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 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.	1035	971	917
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1170	1092	1028

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 № 1 на 10 % варианты № 1 и № 2 становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 20 % вариант № 2 становится наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 6 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 13 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 также остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 12 %.

Таким образом, при ухудшении исходных показателей варианта № 1 на 10 % варианты № 1 и № 2 развития сетей для энергорайона ПС 500 кВ Каскадная, ПС 110 кВ Минеральная, ПС 110 кВ Прогресс становятся равноэкономичными.

5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для района ПС35 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» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2046 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 61 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для района ПС 35 кВ Петровская

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 20 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×20	110-5Н / 3	35-9 / 1	10-9 /	856,95
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Румянцево – Ядрошино ориентировочной протяженностью 6,3 км каждый	110	1×2×6,3	АС-150	–	–	–	–	–	207,66
Реконструкция ПС 35 кВ Петровская с заменой устройств РЗА и (или) перерасчет уставок защит ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская I, II цепь	–	–	–	35	–	–	–	–	2,72
Итого по варианту № 1									1067,33
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	–	–	–	–	2,72
Реконструкция ПС 35 кВ Петровская с заменой устройств РЗА и (или) перерасчет уставок защит ВЛ 35 кВ Лыщево – Петровская I, II цепь	–	–	–	110	2×10	110-9 / 5	–	10-9 /	2,72
Итого по варианту № 2									5,44

Таблица 62 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	1067,33	5,44
То же в процентах	*19620 %*	*100 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	932,57	6,42
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1375,36	8,59
То же в процентах	*16009 %*	*100 %*

Таблица 63 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей для района ПС 35 кВ Петровская в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	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
Всего капитальных затрат, млн руб.	*1067,33*	69,22	497,70	500,42	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	207,66	69,22	69,22	69,22	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	859,67	0,00	428,48	431,20	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*932,57*	0,00	0,00	0,00	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81
в том числе:	–																					
ВЛ	29,90	0,00	0,00	0,00	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	902,67	0,00	0,00	0,00	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15	50,15
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1999,90*	69,22	497,70	500,42	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81	51,81
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1375,36*	69,22	460,83	429,03	41,13	38,08	35,26	32,65	30,23	27,99	25,92	24,00	22,22	20,57	19,05	17,64	16,33	15,12	14,00	12,97	12,00	11,12

Таблица 64 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей для района ПС 35 кВ Петровская в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	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
Всего капитальных затрат, млн руб.	*5,44*	5,44	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	5,44	5,44	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*6,42*	0,00	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
в том числе:	–																					
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	6,42	0,00	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*11,86*	5,44	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*8,59*	5,44	0,30	0,28	0,25	0,24	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07

Как видно из таблицы 62, наиболее экономичным вариантом развития сетей для района ПС 35 кВ Петровская является вариант № 2.

Вариант № 1 в 160 раз дороже, чем вариант № 2. При таком соотношении суммарных дисконтированных затрат проведение анализа чувствительности нецелесообразно, так как ухудшение исходных показателей варианта № 2 даже на 30 % не приведет к изменению соотношения вариантов.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для 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» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2042 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 65 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для района ПС 35 кВ Голубино

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 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 20 МВА каждый	–	–	–	110/35/6	2×20	110-5Н / 3	35-9 / 1	10-9 /	856,95
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шерна – Черноголовка ориентировочной протяженностью 9 км каждый	110	1×2×9	АС-150	–	–	–	–	–	295,43
Установка АВРЛ МВ ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово на ПС 110 кВ Фрязино	–	–	–	35	–	–	–	–	2,72
Установка АВРЛ МВ ВЛ 35 кВ Фрязино – Глебово на ПС 110 кВ Фрязино	–	–	–	35	–	–	–	–	2,72
Итого по варианту № 1									1157,82
Вариант № 2 (реконструкция существующей сети 35 кВ)									
Реконструкция ПС 110 кВ Софрино с заменой ошиновки и ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	6,33
Реконструкция ПС 35 кВ Глебово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Гудово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	6,33
Реконструкция ПС 35 кВ Гудово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	6,33
Реконструкция ПС 35 кВ Горелово с заменой ошиновки, ТТ ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	6,33
Реконструкция ПС 35 кВ Горелово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Голубино с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Голубино – Горелово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Голубино с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Глебово – Голубино с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ВЛ 35 кВ Софрино – Гудово протяженностью 12,18 км с увеличением пропускной способности	35	1×1×12,18	АС-95	–	–	–	–	–	21,69
Реконструкция ВЛ 35 кВ Горелово – Гудово протяженностью 13,25 км с увеличением пропускной способности	35	1×1×13,25	АС-95	–	–	–	–	–	23,36
Реконструкция ПС 35 кВ Голубино с установкой БСК мощностью 6 Мвар	–	–	–	35	6	–	35-9 / 1	–	59,20
Реконструкция ПС 35 кВ Горелово с установкой БСК мощностью 4,2 Мвар	–	–	–	35	4,2	–	35-9 / 1	–	56,98
Реконструкция ПС 35 кВ Глебово с установкой БСК мощностью 3,6 Мвар	–	–	–	35	3,6	–	35-9 / 1	–	56,24
Итого по варианту № 2									265,31

Таблица 66 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	1157,82	265,31
То же в процентах	*436 %*	*100 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	737,41	189,19
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1415,13	352,00
То же в процентах	*402 %*	*100 %*

Таблица 67 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей для района ПС 35 кВ Голубино в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																	
	Всего за расчетный период	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
Всего капитальных затрат, млн руб.	*1157,82*	98,48	526,95	532,39	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	295,43	98,48	98,48	98,48	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	862,39	0,00	428,48	433,92	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*737,41*	0,00	0,00	0,00	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67
в том числе:	–																	
ВЛ	33,09	0,00	0,00	0,00	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	704,32	0,00	0,00	0,00	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31	50,31
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1895,23*	98,48	526,95	532,39	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67	52,67
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1415,13*	98,48	487,92	456,44	41,81	38,72	35,85	33,19	30,73	28,46	26,35	24,40	22,59	20,92	19,37	17,93	16,60	15,37

Таблица 68 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей для района ПС 35 кВ Голубино в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																	
	Всего за расчетный период	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
Всего капитальных затрат, млн руб.	*265,31*	86,21	179,10	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	45,05	0,00	45,05	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	220,26	86,21	134,05	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*189,19*	0,00	0,00	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61
в том числе:	–																	
ВЛ	4,84	0,00	0,00	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	184,35	0,00	0,00	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29	12,29
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*454,50*	86,21	179,10	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*352,00*	86,21	165,83	10,81	10,01	9,27	8,58	7,95	7,36	6,81	6,31	5,84	5,41	5,01	4,64	4,29	3,98	3,68

Как видно из таблицы 66, наиболее экономичным вариантом развития сетей для 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.

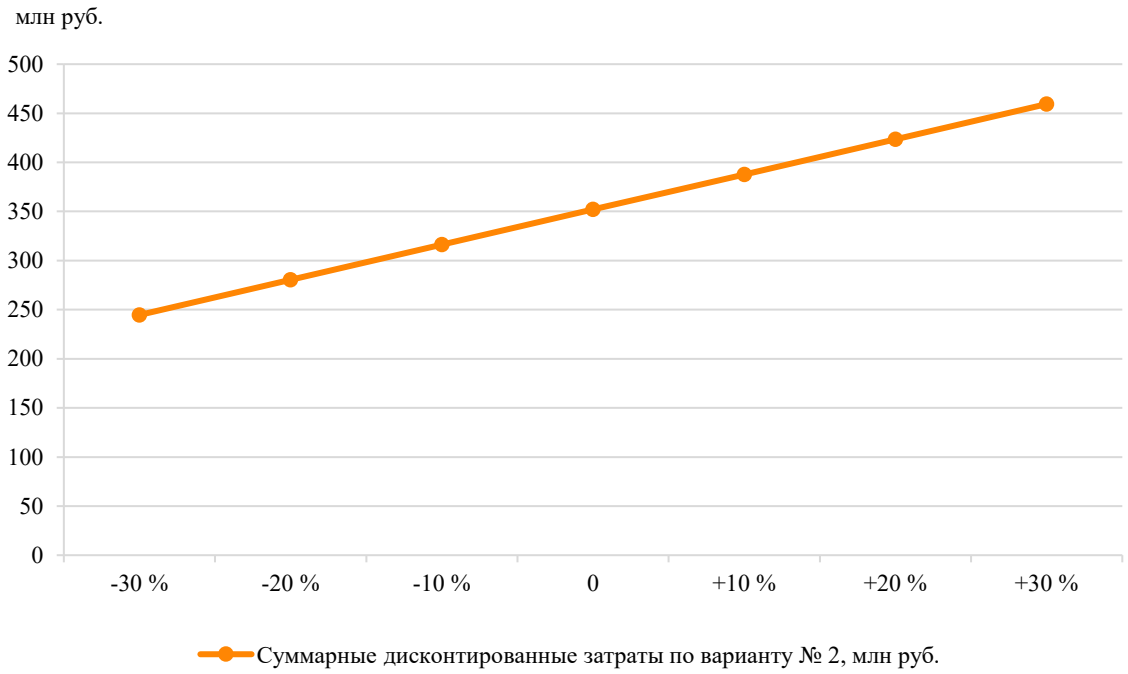
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

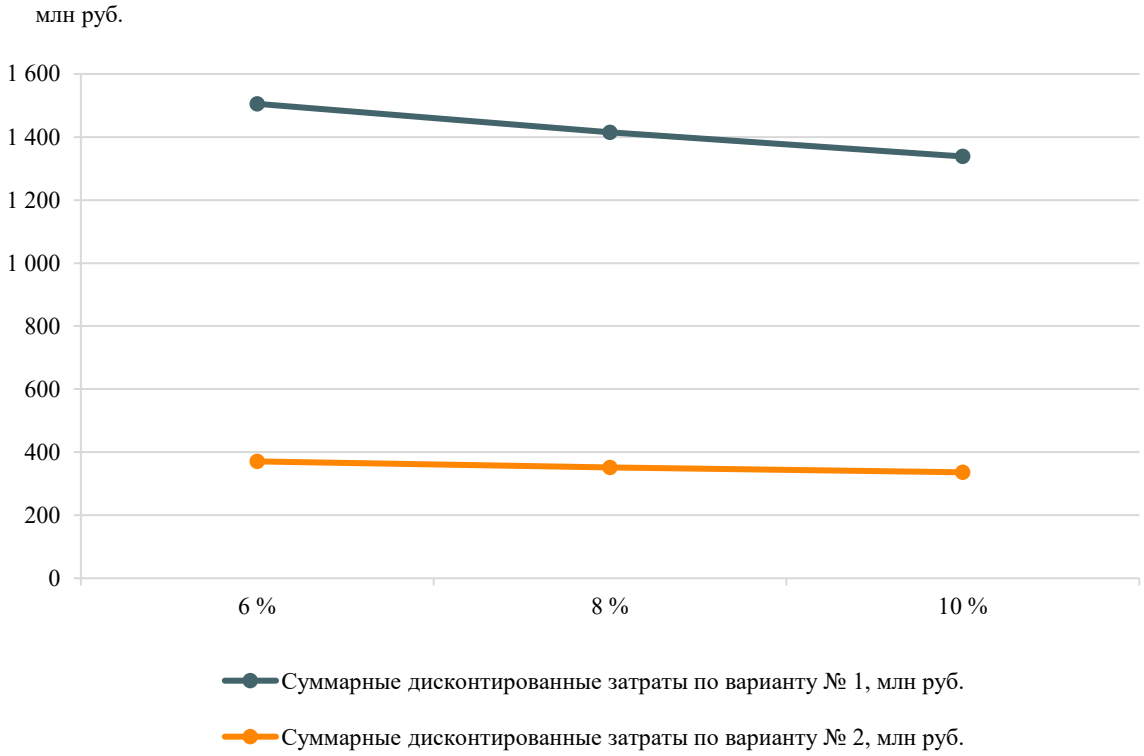
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 24.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	245	280	316	352	388	424	459

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.	1505	1415	1338
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	371	352	336

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 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 208 %;

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 № 1, разница составляет 306 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 также остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 298 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития сетей для района ПС 35 кВ Голубино сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.6 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для 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» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2047 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 69 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для района ПС 35 кВ Вахромеево

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 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 40 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×20	110-5Н / 3	35-9 / 1	10-9 /	936,33
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	110	1×2×0,6	АС-120	–	–	–	–	–	19,57
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Воробьево с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Вахромеево – Воробьево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Итого по варианту № 1									967,16
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	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Воробьево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Поварово – Воробьево с отпайкой на ПС Индустриальная с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Воробьево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Васильково с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Вахромеево – Васильково с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 110 кВ Икша I с заменой ошиновки ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	0,77
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	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Громово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Софрино – Громово с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Громово с заменой ТТ ВЛ 35 кВ Громово – Васильково с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,63
Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с установкой БСК мощностью 8,6 Мвар	–	–	–	35	8,6	–	35-9 / 1	–	62,76
Реконструкция ПС 35 кВ Воробьево с установкой БСК мощностью 2 Мвар	–	–	–	35	2	–	35-9 / 1	–	54,27
Итого по варианту № 2									174,10

Таблица 70 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	967,16	174,10
То же в процентах	*556 %*	*100 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	1046,28	188,69
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1316,07	251,31
То же в процентах	*524 %*	*100 %*

Таблица 71 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей для района ПС 35 кВ Вахромеево в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																						
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Всего капитальных затрат, млн руб.	*967,16*	6,52	474,69	485,95	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	19,57	6,52	6,52	6,52	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	947,59	0,00	468,17	479,43	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*1046,28*	0,00	0,00	0,00	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07
в том числе:																							
ВЛ	2,97	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1043,30	0,00	0,00	0,00	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*2013,44*	6,52	474,69	485,95	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07	55,07
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1316,07*	6,52	439,53	416,62	43,71	40,48	37,48	34,70	32,13	29,75	27,55	25,51	23,62	21,87	20,25	18,75	17,36	16,07	14,88	13,78	12,76	11,81	10,94

Таблица 72 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей для района ПС 35 кВ Вахромеево в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																						
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Всего капитальных затрат, млн руб.	*174,10*	58,52	115,59	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	174,10	58,52	115,59	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*188,69*	0,00	0,00	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
в том числе:	–																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	188,69	0,00	0,00	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*362,79*	58,52	115,59	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*251,31*	58,52	107,02	8,09	7,49	6,93	6,42	5,95	5,51	5,10	4,72	4,37	4,05	3,75	3,47	3,21	2,97	2,75	2,55	2,36	2,19	2,02	1,87

Как видно из таблицы 70, наиболее экономичным вариантом развития сетей для 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.

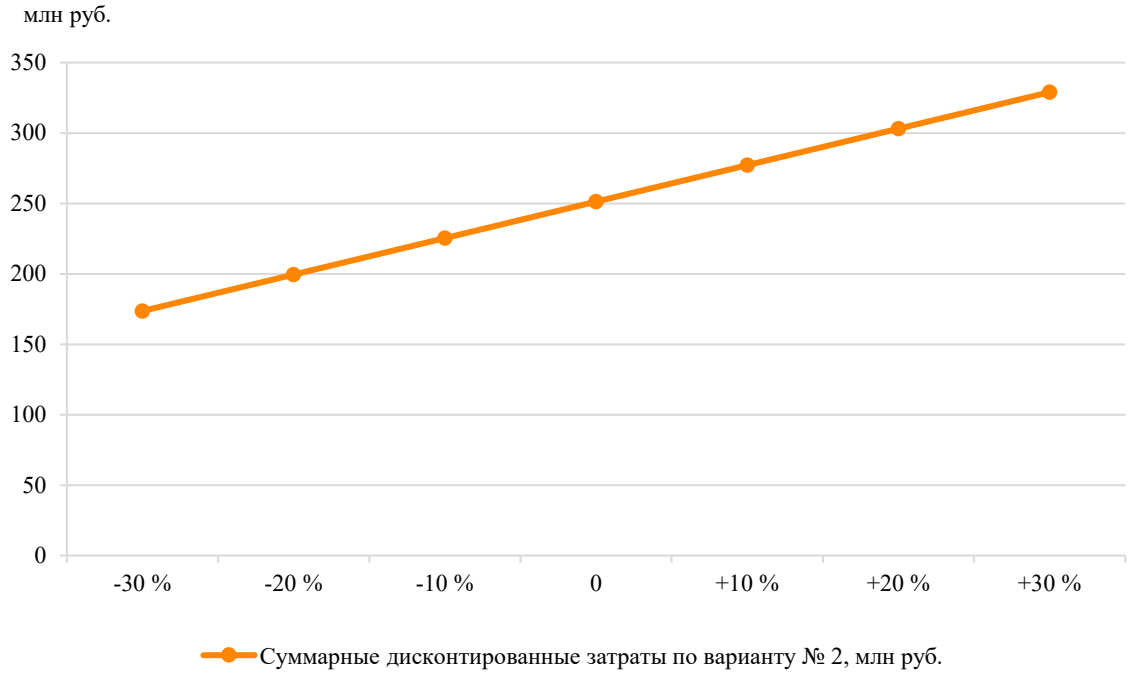
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

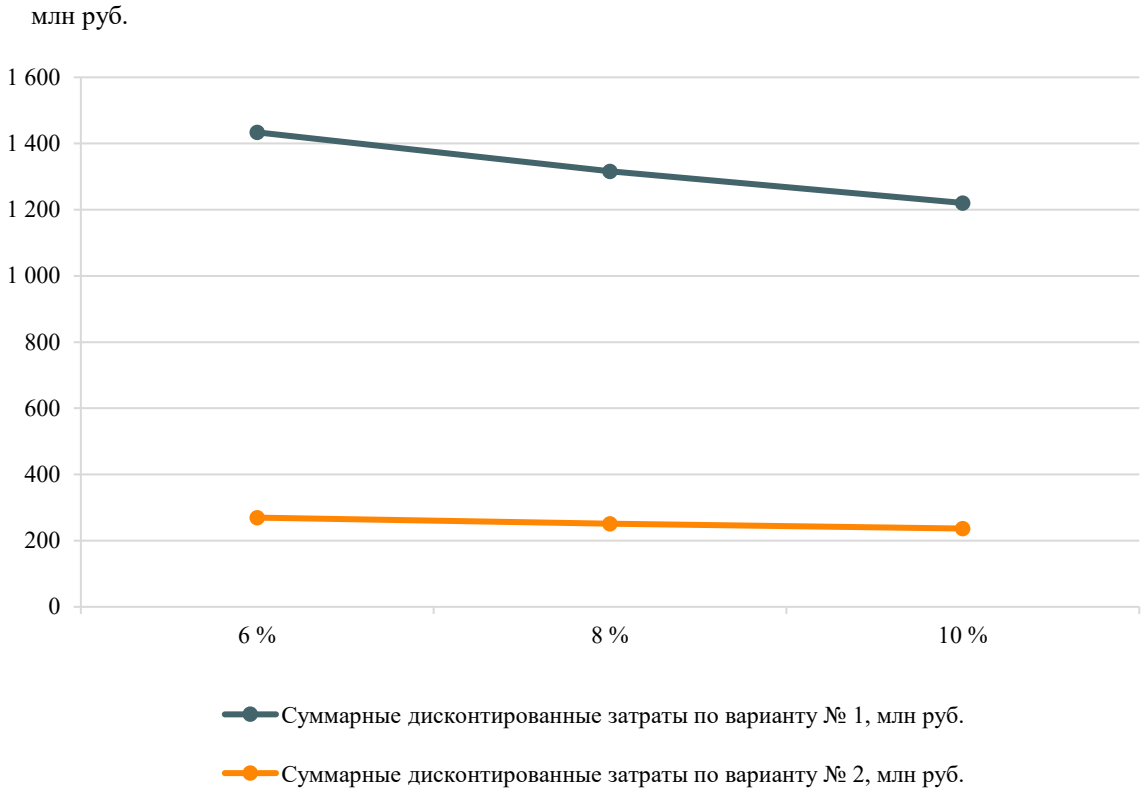
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 26.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	174	200	225	251	277	303	329

Рисунок 26 – 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 27.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1434	1316	1220
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	270	251	237

Рисунок 27 – 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 300 %;

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 № 1, разница составляет 432 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 также остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 416 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития сетей для района ПС 35 кВ Вахромеево сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.7 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для 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» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2042 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 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 73 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для района д. Першутино

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 (строительство новой ПС 110 кВ)									
Строительство ПС 110 кВ в районе д. Першутино с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	–	–	–	110/6	2×6,3	110-5Н / 3	–	9 / 14	994,10
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на ПС 110 кВ в районе д. Першутино ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый	110	1×2×0,05	АС-150	–	–	–	–	–	3,38
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	–	–	–	–	–	24,00
Строительство КЛ 6 кВ ориентировочной протяженностью 0,09 км (в траншее)	6	1×1×0,09	ПвБПг 1×240	–	–	–	–	–	3,69
Итого по варианту № 1									1025,17
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 80 МВА каждый	–	–	–	110/10/6	2×80	–	–	–	462,82
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	–	–	–	–	–	511,46
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	–	–	–	–	–	45,69
Установка двух вольтодобавочных трансформаторов 6/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	–	–	–	6/6	2×10	–	–	–	61,42
Итого по варианту № 2									1081,39

Таблица 74 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	1025,17	1081,39
То же в процентах	*100 %*	*105 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	825,38	637,58
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1367,68	1375,94
То же в процентах	*100 %*	*101 %*

Таблица 75 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития сетей для района д. Першутино в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																	
	Всего за расчетный период	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
Всего капитальных затрат, млн руб.	*1025,17*	340,49	342,34	342,34	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	27,38	9,13	9,13	9,13	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 10 кВ и ниже	3,69	0,00	1,85	1,85	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	994,10	331,37	331,37	331,37	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
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 %
КЛ 10 кВ и ниже	–	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %
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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*825,38*	0,00	0,00	0,00	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96
в том числе:	–																	
ВЛ	3,07	0,00	0,00	0,00	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
КЛ 10 кВ и ниже	1,19	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	821,13	0,00	0,00	0,00	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65	58,65
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1850,55*	340,49	342,34	342,34	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96	58,96
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1367,68*	340,49	316,98	293,50	46,80	43,33	40,12	37,15	34,40	31,85	29,49	27,31	25,29	23,41	21,68	20,07	18,59	17,21

Таблица 76 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития сетей для района д. Першутино в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																	
	Всего за расчетный период	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
Всего капитальных затрат, млн руб.	*1081,39*	509,99	571,41	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
в том числе на новое строительство:	–																	
КЛ 10 кВ и ниже	557,15	278,58	278,58	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	524,24	231,41	292,83	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 10 кВ и ниже	–	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %
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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*637,58*	0,00	0,00	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51
в том числе:	–																	
КЛ 10 кВ и ниже	192,22	0,00	0,00	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	445,37	0,00	0,00	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69	29,69
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1718,97*	509,99	571,41	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51	42,51
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1375,94*	509,99	529,08	36,44	33,74	31,24	28,93	26,79	24,80	22,96	21,26	19,69	18,23	16,88	15,63	14,47	13,40	12,41

Как видно из таблицы 74, варианты № 1 и № 2 развития сетей для района д. Першутино являются равноэкономичными. Разница капитальных затрат между вариантами составляет 5 %, а суммарных дисконтированных – 1 %.

В связи с тем, что рассмотренные варианты № 1 и № 2 являются равноэкономичными, анализ чувствительности не выполняется.

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 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и 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 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.11.2024 № 24@ инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион», утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 22.12.2023 № 31@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 16.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) данных, предоставленных ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [7];

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

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– прогноза 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);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России 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 77.

Таблица 77 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Московской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	10564,93	24615,72	24897,55	28272,22	15494,85	11519,23	144345,83	259710,33

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 [8];

– 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 [9] 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 2025 год на территории Московской области осуществляют свою деятельность 22 сетевые организации. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Московский регион» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 73 % в суммарной НВВ сетевых организаций Московской области) и АО «Мособлэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 18 % 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 2024 год в соответствии с:

– 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[1], 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 2024 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 максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств,

[1] Распоряжения Комитета по ценам и тарифам Московской области от 25.11.2022 № 221-Р и от 10.12.2024 № 272-Р.

включаемых в амортизационные группы[2], для объектов электросетевого хозяйства – 25 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 непревышения совокупного объема заемных средств в размере 3,5×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 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 78.

Таблица 78 – 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	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %

[2] Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год Распоряжением Комитета по ценам и тарифам Московской области от 10.12.2024 № 274-р «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям на территории Московской области на период 2025–2029 годы» (с изменениями от 27.12.2024) (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[3]. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 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 2025 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, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых)

[3] Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 79.

Таблица 79 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,9 %	1,4 %	2,0 %	2,9 %	1,0 %	0,9 %

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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 80.

Таблица 80 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Московской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	28532	32177	34628	27949	47114	55484
объемы 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)	12859	16649	16761	8327	4919	11144
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	35716	47892	48482	50306	54878	64183

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 81 и на рисунке 28.

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 81 – 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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	169,2	185,8	200,1	215,7	227,3	239,4
НВВ	млрд руб.	172,4	187,7	200,3	202,6	230,7	259,2
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	3,2	2,0	0,2	-13,1	3,4	19,8

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,29	3,57	3,77	3,95	4,12	4,30
Среднегодовой темп роста	%	–	*108*	*106*	*105*	*104*	*104*
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,35	3,60	3,77	3,71	4,18	4,66
Среднегодовой темп роста	%	–	*107*	*105*	*98*	*113*	*111*
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,06	0,04	0,004	-0,24	0,06	0,36

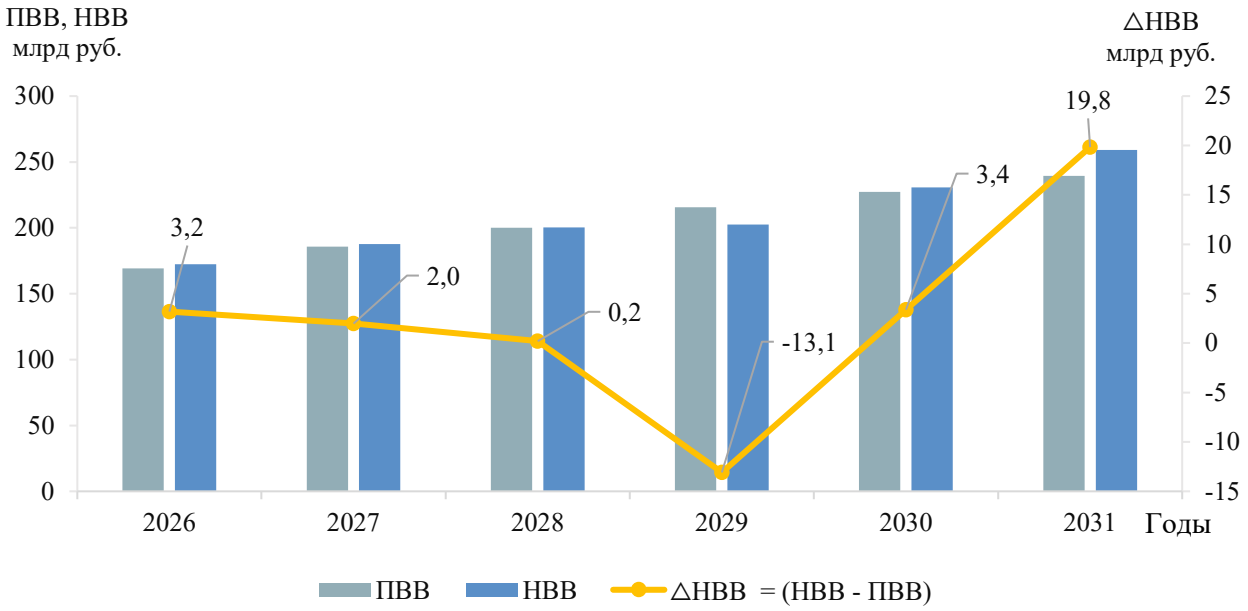


Рисунок 28 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Московской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 81, в прогнозном периоде определяется недостаточность 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 2025 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), а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при снижении темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 2) и отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года (сценарий 3). Дефицит финансирования в Базовом и указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 22,9–226,6 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 29.

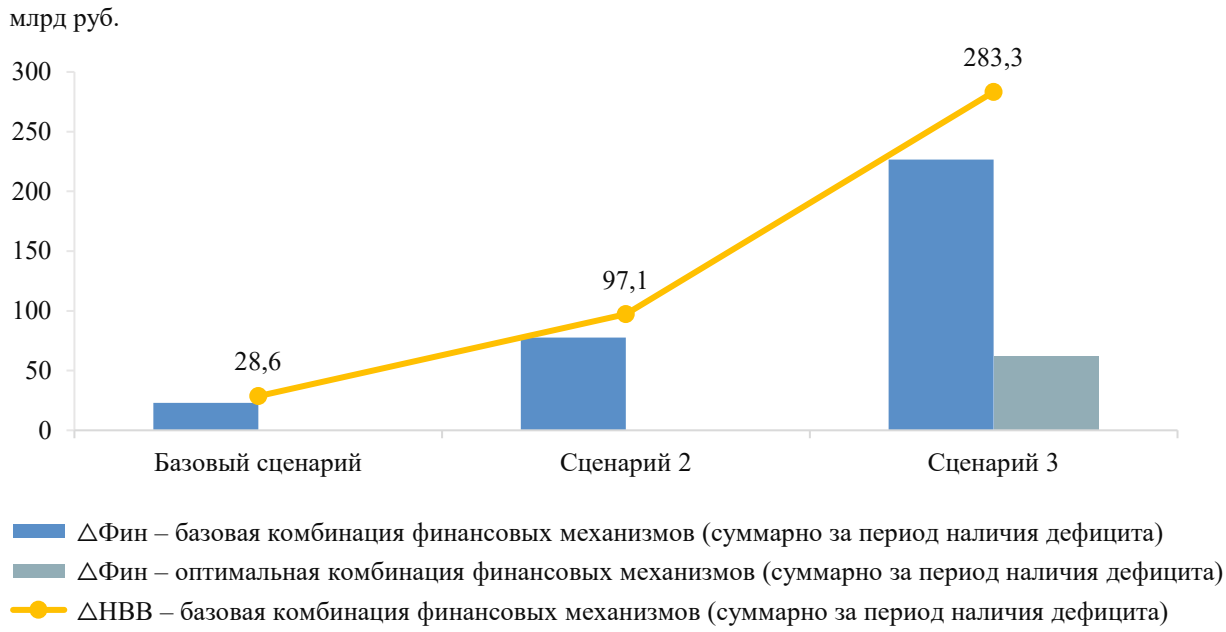


Рисунок 29 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов

роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Московской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 82.

Таблица 82 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	4 %	33 %	59 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	36 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 29, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования в Базовом сценарии и сценарии 2 (таблица 82) 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 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования инвестиций при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию по развитию энергосистемы г. Москвы и Московской области на территории Московской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы г. Москвы и Московской области на территории 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 2031 году в объеме 73143 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,46 %.

Потребление мощности Московской области к 2031 году увеличится и составит 11520 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,09 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Московской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5957–6006 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2031 году составит 7953 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 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 895,7 км, трансформаторной мощности 12021 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

3. 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/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. 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/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. 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 (дата обращения: 29.08.2025).

7. 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/ (дата обращения: 29.08.2025).

8. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

9. 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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования[1)]	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	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	
		2	РОНТ-115/812-В-630		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	
		4	РОНТ-115/812-В-630		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	
		6	РОНТ-115/812-В-630		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.
		3	ПГУ-450								450,0	450,0	Ввод в эксплуатацию в 2030 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–					896,4	896,4	1346,4	1346,4	
Шатурская ГРЭС	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	
		2	К-200-130-4		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	
		4	К-200-130-3		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	
		6	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		7	ПГУ		400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	
ГРЭС-3	ООО «РСО Электрогорск»			Газ, дизельное топливо, мазут									
		6	Т-6,3-16		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	
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	
		2	П-6-35/5М		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования[1)]	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭЦ-17 (Ступинская)	АО Агрокомбинат «Южный»			Газ, мазут									
		1	ПТ-25-90/10		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	Т-40-90		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	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	
		6	ПР-25-90		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	
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	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1365,0	1375,0	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	
		2	ПТ-80/100-130/13		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	
		4	ПГУ-450		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	GT-35		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	ООО «Контрактэнерго»			Газ									
		1	ГТЭ-10/95БМ		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	
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	
		2	ГТЭ-009М		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	
КлинТЭЦ	МУП «Клинские тепловые сети»			Газ									
		1	Р-6-35/5		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	
		5	П-6-35/6		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования[1)]	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭЦ МОФ «Мечел-Энерго»	АО «Москокс»												
		2	П-6-35/5м	Газ	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	
		4	П-6-35/5 (АП-6) («Лаваль»)		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	
		6	П-6-35/5м		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 филиала «ВМУ» в г. Воскресенске	АО «ОХК «УРАЛХИМ»												
		1	ПР-6-35/10/1,2	Газ	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	
		3	Р-12-35/35/5М		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Можайский гидроузел	АО «Мосводоканал»												
Можайская ГЭС-1		1–2	РО123-ВМ-120	–	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Рузская ГЭС-2		1	РО123-ВМ-120		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Рузская ГЭС-34		1–2	ПЛ20/811-В-160		3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
Озернинская ГЭС-3		1	РО123-ВМ-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	РО 45/820-В-120	–	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	РО 45/820-В-120		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	Е 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-В-160	–	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
Верхнерузская ГЭС-33		1–2	ПЛ20/811-В-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)	–	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	
Установленная мощность, всего		–	–		20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	
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	
Установленная мощность, всего		–	–		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования[1)]	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
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	
		2	MAN 18V32/40 PGI		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	
ТЭС Хметьево	ООО «АГК-1»			Твердые бытовые отходы									
		1	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0643)				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
ТЭС Аксёново	ООО «АГК-1»			Твердые бытовые отходы									
		1	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0644)				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
ТЭС Заводская	ООО «АГК-1»			Твердые бытовые отходы									
		1	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0645)				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
ТЭС Свистягино	ООО «АГК-1»			Твердые бытовые отходы									
		1	Кп-77-6,8			70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию 24.02.2025
Установленная мощность, всего		–	–	–		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	

Примечание – [1)] 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[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 750 кВ Новое Кедрово с двумя автотрансформаторами 750/500 кВ мощностью 1251 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 417 МВА каждый) и двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	750	МВА	–	–	–	–	–	2×3×417	–	2502	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.	78109,96	78109,96
				ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	–			
2	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ВЛ 750 кВ Грибово – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 115 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	115	–	115	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	26259,33	26259,33
3	Курской области, Орловской области, Тульской области, Калужской области, г. Москвы и Московской области	Курская область, Орловская область, Тульская область, Калужская область, Московская область	Строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 530 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	530	–	530	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	103850,31	103850,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
4	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Встреча на ПС 750 кВ Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 20 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	–	–	2×20	–	40	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1728,70	1728,70
5	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово на ПС 750 кВ Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×5	–	10	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	477,67	477,67
6	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 750 кВ Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 20 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	–	–	2×20	–	40	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1728,70	1728,70
7	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Бугры с переводом на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ с двумя автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	7227,50	7227,50
8	г. Москвы и Московской области	Московская область, г. Москва	Строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры ориентировочной протяженностью 75 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	75	–	75	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	8988,02	8988,02
9	г. Москвы и Московской области	Московская область, г. Москва	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная ориентировочной протяженностью 40 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×40	–	80	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	3223,42	3223,42

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПП 500 кВ Панино	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	5655,72	5655,72
11	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра на ПП 500 кВ Панино ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×0,6	–	2,4	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	135,91	135,91
12	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ВЛ 500 кВ Бугры – Панино ориентировочной протяженностью 70 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	70	–	70	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	9139,63	9139,63
13	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой ШР 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	1450,16	948,19
14	г. Москвы и Московской области	Московская область	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	2025	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений	1775,32	1273,32
					500	Мвар	–	–	1×180	–	–	–	–	180	–		1422,21	1422,21

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
15	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	2028[3]	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	2100,00	2091,19
16	г. Москвы и Московской области, Калужской области	Московская область, Калужская область	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 67 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	67	–	–	–	67	2028[3]	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	9150,00	9096,40
17	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	9498,59	6730,01
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	2026			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
18	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	2026[3]	Реновация основных фондов	10272,82	1798,13
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	2026[3]			
19	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	2027[3]	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	4825,74	4825,63
20	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»	220	км	–	2×1,4	–	–	–	–	–	2,8	–[3]	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности		
21	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство РП 110 кВ Восход с заходами (в месте спетления 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	2027[3]	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности		
					110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	2027[3]			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
22	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	2027[3]	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		
					220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	2027[3]			
23	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Ока – Бугры I цепь на ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	–	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	7079,46	7079,46
24	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня I, II цепь с отпайкой на ПС Венюково на ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	4×0,1	–	–	–	–	–	0,4	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
25	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Гулево с заменой ТТ и разъединителей ячейки ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Гулево I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	136,79	136,79
26	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	2027[3]	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	4047,25	4047,25
27	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Нежино II цепь на ПС 220 кВ Дементьево ориентировочной протяженностью 6,2 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	2×6,2	–	–	–	–	–	12,4	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
28	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Растуново (Данилово) с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	2027[3]	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	6070,27	6070,27
					220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2027[3]			
29	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	–	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	6,93	6,93
30	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Образцово – Лесная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	–	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	6,93	6,93

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
31	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Бор – Добрыниха с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	2027[3)]	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	4,08	4,08
32	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Бор – Лужники с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	2027[3)]	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	4,08	4,08
33	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ляхово – Новодомодедово на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	2027[3)]	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	4,08	4,08

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
34	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2	2027[3)]	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	4,08	4,08
35	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Сидорово – Взлетная с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2	2027[3)]	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	4,08	4,08
36	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Тишково – Пахра с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2	2027[3)]	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	4,08	4,08

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
37	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[4]	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	2030[3]	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	4916,92	4916,92
38	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый[4]	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	2030[3]	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		
39	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Слобода с заменой трансформаторов Т-3 220/10/6 кВ и Т-4 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1071,55	1071,55

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
40	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	2027[3)]	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	294,48	294,48
41	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	2027[3)]	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1723,23	1132,18
42	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	2025[3)]	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	67,80	66,21
43	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	2025[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	196,67	191,01

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
44	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	2025[3)]	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	2295,47	2267,24
45	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	2028[3)]	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	579,07	579,07

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
46	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-1 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	2030[3]	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	2718,69	2671,54
					110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	–	63	–[3]		266,75	266,75
47	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	2028[3]	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	1500,38	1500,38

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
48	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–[3]	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	978,65	978,65
49	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	2025[3]	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	737,01	710,06

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
50	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Время 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 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–[3]	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	526,34	526,34
51	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 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	2031[3]	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	820,17	820,17

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
52	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	652,35	545,75
53	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	2027[3)]	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	694,80	694,80

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
54	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторовТ-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	2030[3)]	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	1621,97	1621,50
55	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	–[3)]	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	756,35	756,35

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
56	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–[3)]	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	653,93	653,93
57	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с установкой третьего трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	310,55	310,55

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
58	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	–[3)]	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	1082,02	1081,35

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
59	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	2025[3)]	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	1224,34	400,58

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
60	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	2031[3)]	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	948,36	948,36
61	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	2030[3)]	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	1686,74	1686,57

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
62	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная 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 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–[3)]	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	732,52	718,02
63	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	–[3)]	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	606,89	599,02

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
64	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	–[3]	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	1044,50	1044,07
65	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	–[3]	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	705,80	697,47

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
66	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	2028[3)]	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	314,58	314,58
67	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	–[3)]	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	413,65	413,65

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
68	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	–[3]	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	652,01	652,01
69	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	2028[3]	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	1238,89	1238,89

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
70	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	–[3)]	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	169,08	169,08
71	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	2025[3)]	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	1500,84	1437,82

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
72	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	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	352,45	352,45
73	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	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	391,45	391,45
74	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 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	2025[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	2501,68	1835,58

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
75	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[3]	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	1105,15	1056,08
76	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	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	413,30	413,30

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
77	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	–[3)]	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	726,98	726,98
78	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	–[3)]	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	307,57	307,57

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
79	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	–[3]	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	629,12	629,12
80	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	–[3]	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	1455,00	1455,00

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
81	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново 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 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	2025[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	572,11	572,11
82	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	2025[3]	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	556,00	556,00
83	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рыболово 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 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2031[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	2092,48	2092,48

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
84	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство 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	–[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1310,65	1310,65
85	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на ПС 110 кВ в районе д. Першутино ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2× 0,05	–	–	–	–	–	–	0,1	–[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1,98	1,98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
86	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 110 кВ Наукоград (в г.о. Дубна) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый[4]	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	2029[3]	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	2205,87	2205,87
87	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Иваньковская ГЭС – Темпы I (II) цепь с отпайками на ПС 110 кВ Наукоград ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый[4]	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,5	–	–	–	–	1	2029[3]	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		
88	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бор с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1146,40	1146,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
89	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Вяземы 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	–	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	507,01	507,01
90	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Губино с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 5,6 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	136,81	136,81
91	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Дзержинская с заменой трансформатора Т-1 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6/6 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	253,51	253,51

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
92	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ельдигино 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	813,18	813,18
93	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Котельники с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 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	726,98	726,98
94	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Красково с заменой трансформатора Т-3 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	259,48	259,48

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
95	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ляхово 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 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	507,01	507,01
96	г. Москвы и Московской области	Московская область	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	–	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	278,44	278,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
97	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Монино с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	250,10	250,10
98	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мцыри 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	431,94	431,94

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
99	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ожогино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	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	307,57	307,57
100	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Орево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	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	482,33	482,33

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
101	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Перемилово 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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	629,12	629,12
102	г. Москвы и Московской области	Московская область	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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	533,00	533,00
103	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пятницкая с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	391,45	391,45

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
104	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Райки 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	–	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	314,49	314,49
105	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Раменье с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	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	300,58	300,58

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
106	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сирена с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 20 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×20	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	203,46	203,46
107	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Смена 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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	726,98	726,98
108	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Черноголовка 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	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	641,10	641,10

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
109	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Щелково 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	629,12	629,12
110	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юркино II 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	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	629,12	629,12

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
111	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьево 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	629,12	629,12
112	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ямуга 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	726,98	726,98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
113	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Можайск – Шелковка, ВЛ 110 кВ Мухино – Можайск с отпайкой на ПС Тучково на ПС 500 кВ Дорохово, перезавод ВЛ 110 кВ Можайск – Макарово с ПС 110 кВ Можайск на ПС 500 кВ Дорохово	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2026[3)]	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	767,23	767,23
114	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	399,06	399,06
115	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы тяговая с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
116	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая ориентировочной протяженностью 4,7 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	4,7	–	–	–	–	–	–	4,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
117	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,70	1,70
118	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой провода ошиновки ячеек КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС и ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,80	3,80
119	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС ориентировочной протяженностью 16,9 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	16,9	–	–	–	–	–	–	16,9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	56,35	56,35
120	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь ориентировочной протяженностью 18,8 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,8	–	–	–	–	–	–	18,8	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	61,82	61,82

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
121	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная, провода ошиновки и ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	32,67	32,67
122	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «две рабочие системы шин»	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	н/д	н/д
123	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПП 116 с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,70	1,70

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
124	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой провода ошиновки и МВ ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс, провода ошиновки, ТТ и МВ ячейки Моста 110 кВ, провода ошиновки, ТТ, ВЧЗ, МВ, ЛР и ШР ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	38,78	38,78
125	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная ориентировочной протяженностью 7,365 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	7,365	–	–	–	–	–	–	7,365	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	629,14	629,14

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
126	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,711 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	4,711	–	–	–	–	–	–	4,711	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	494,45	494,45

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
127	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,156 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	4,156	–	–	–	–	–	–	4,156	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	18,67	18,67

Примечания

1 [1)] 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 [2)] 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 [3)] 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 [4)] Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.