

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА Г. МОСКВЫ И МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 1

ГОРОД МОСКВА

# СОДЕРЖАНИЕ

## Книга 1

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период.....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	14
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 .....	27
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	27
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.....	27
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	27
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	51
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	51
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	51
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	51
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 .....	53
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	53
2.4.1	Южная часть энергосистемы г. Москвы и Московской области .....	53
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	57
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	57
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	68
3.3	Прогноз потребления мощности.....	69
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	71
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	73
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	73
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 г. Москвы ....	73
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	80
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.....	84
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	87
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	88
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	89
7.1	Основные подходы.....	89
7.2	Исходные допущения.....	90
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	93
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	94
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	95
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	99

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	101
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.....	105

Книга 2

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДС	–	деление сети
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИА	–	исполнительный аппарат
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
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
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция

РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
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
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФКУ	– фильтро-компенсирующее устройство
ШР	– шунтирующий реактор
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 – 4 шт.;

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

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

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

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

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

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



## 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории г. Москвы

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Газпромнефть-МНПЗ»	121,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 20 МВт	
–	–

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, на 01.01.2024 составила 10623,5 МВт, в том числе: ГЭС – 36,0 МВт, ТЭС – 10587,4 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 г. Москвы, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	10748,5	–	125,0	–	–	10623,5
ГЭС	36,0	–	–	–	–	36,0
ТЭС	10712,4	–	125,0	–	–	10587,4

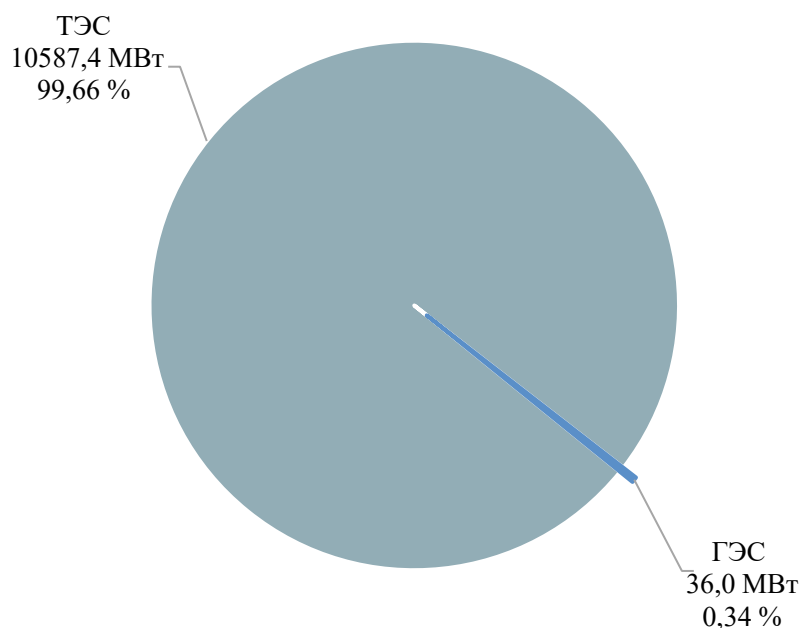


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, по состоянию на 01.01.2024

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

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в 2023 году составило 54901,5 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 33,8 млн кВт·ч, ТЭС – 54867,8 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 г. Москвы, за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	52559,3	48320,4	54750,0	54539,3	54901,5
ГЭС	79,3	69,2	37,8	37,0	33,8
ТЭС	52480,0	48251,3	54712,2	54502,3	54867,8

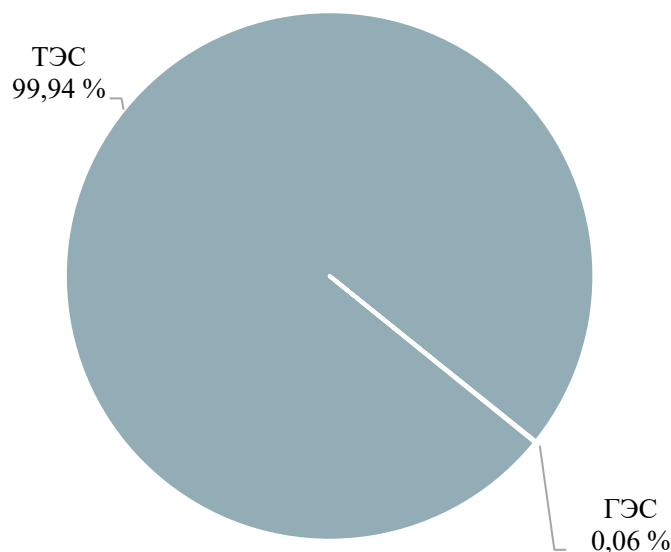


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы в 2023 году

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

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	107694	106234	115485	117383	118802
Годовой темп прироста, %	-0,48	-1,36	8,71	1,64	1,21
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	105257	103778	112940	114807	116223
Годовой темп прироста, %	-0,37	-1,41	8,83	1,65	1,23
Максимум потребления мощности, МВт	17353	17205	19488	18665	19790
Годовой темп прироста, %	-0,87	-0,85	13,27	-4,22	6,03
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6066	6032	5795	6151	5873
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	23.01 18:00	10.12 18:00	22.12 17:00	13.01 17:00	14.12 17:00

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,2	-9,1	-21,5	-14,6	-10,9
<i>г. Москва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	52598	50662	54952	55426	55807
Годовой темп прироста, %	-1,19	-3,68	8,47	0,86	0,69
Доля потребления электрической энергии г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	48,8	47,7	47,6	47,2	47,0
Потребление мощности (совмещенное) г. Москвы на час прохождения максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	8843	8480	9621	9322	9653
Годовой темп прироста, %	-1,85	-4,10	13,46	-3,11	3,55
Доля потребления мощности г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	51,0	49,3	49,4	49,9	48,8
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5948	5974	5712	5946	5781

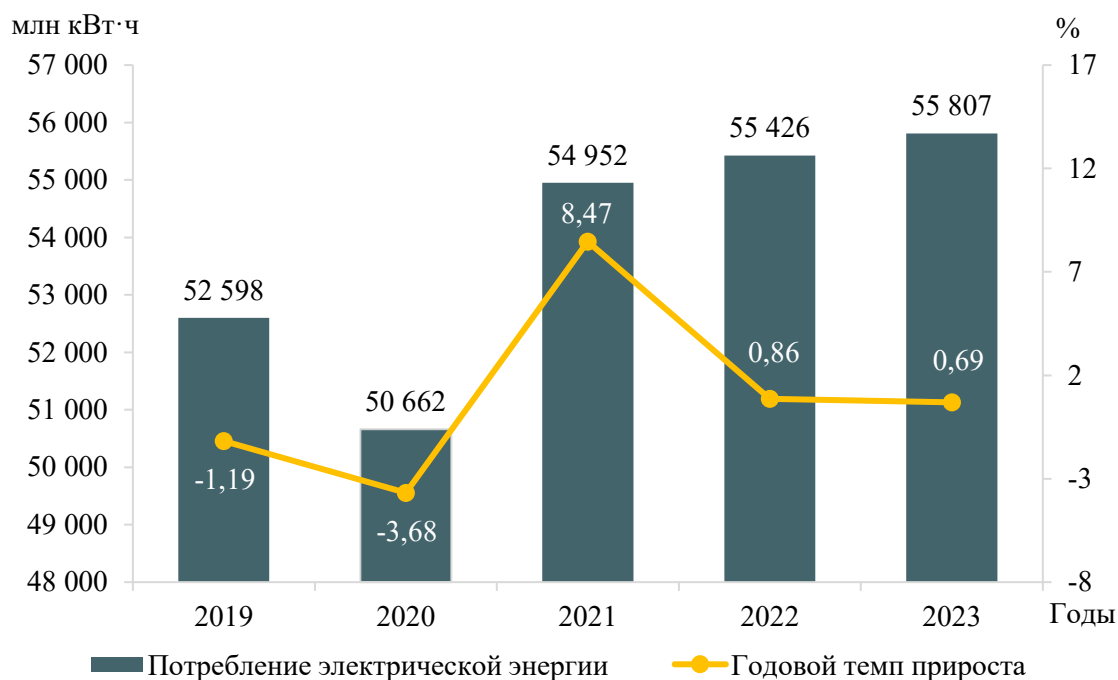


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории г. Москвы и годовые темпы прироста

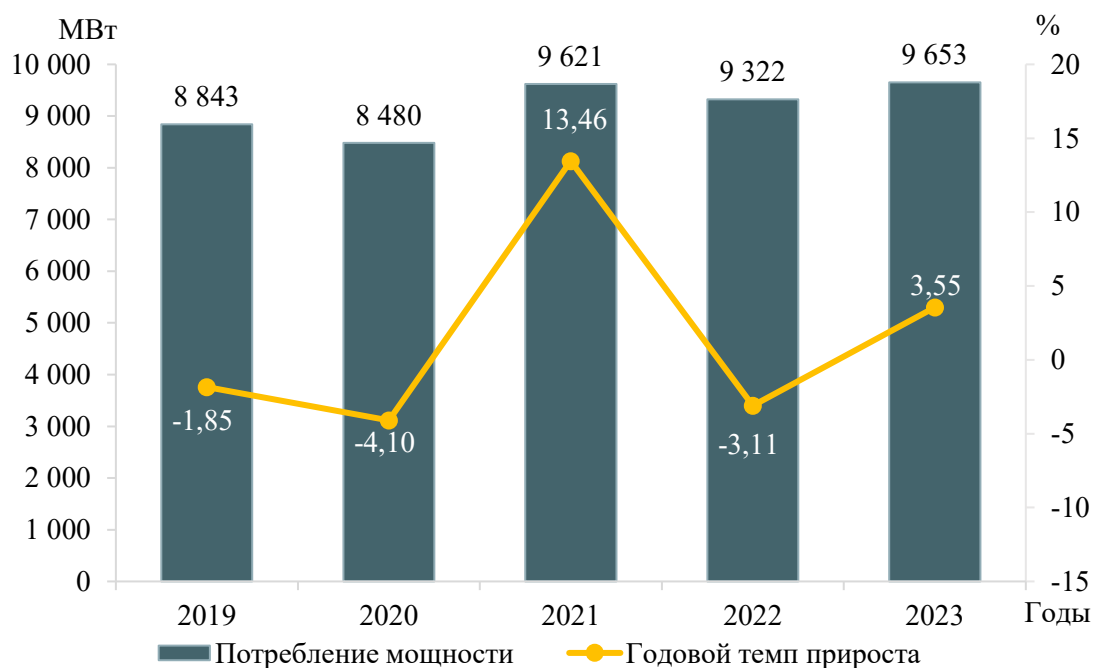


Рисунок 4 – Потребление мощности г. Москвы и годовые темпы прироста

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

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

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

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

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии г. Москвы выросло на 2578 млн кВт·ч и составило 55807 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,95 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,47 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 3,68 %.

Доля г. Москвы в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемой снизилась с 48,8 % в 2019 году до 47,0 % в 2023 году (или на 1,8 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности г. Москвы выросло на 643 МВт и составило 9653 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,39 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 13,46 % в 2021 году. Наибольшее годовое снижение мощности составило 4,10 % в 2020 году.

Доля г. Москвы в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период снизилась с 51,0 % в 2019 году до 48,8 % в 2023 году (или на 2,2 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии по г. Москве менее плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, что объясняется преобладанием в структуре потребления электрической энергии непромышленной сферы.

Исторический максимум потребления мощности г. Москвы был зафиксирован в 2023 году в размере 9653 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности г. Москвы обуславливалась следующими факторами:

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019 в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в сфере услуг;
- ростом потребления на транспорте, в том числе за счет ввода новых станций ГУП «Московский метрополитен»;
- вводом новых потребителей, в том числе объектов жилищного строительства, торговых и офисных центров, резидентов АО «ОЭЗ «Технополис Москва».

## 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 г. Москвы приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Москвы 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	КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Омега I цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Старбеево – Омега I на ПС 220 кВ Молжаниновка с образованием двух ЛЭП КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Омега I цепь и КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Старбеево I цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,33 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	220 кВ	КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Омега II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Старбеево – Омега II на ПС 220 кВ Молжаниновка с образованием двух ЛЭП КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Омега II цепь и КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Старбеево II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,07 км
3	220 кВ	КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Старбеево I цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Старбеево – Омега I на ПС 220 кВ Молжаниновка с образованием двух ЛЭП КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Омега I цепь и КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Старбеево I цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,26 км
4	220 кВ	КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Старбеево II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Старбеево – Омега II на ПС 220 кВ Молжаниновка с образованием двух ЛЭП КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Омега II цепь и КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Старбеево II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,06 км
5	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Чоботы – Говорово I цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,64 км
6	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Лесная – Хованская № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2019	15,38 км
7	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Лесная – Хованская № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2019	15,52 км
8	110 кВ	КВЛ 110 кВ Вернадская – Семеновская I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,08 км
9	110 кВ	КВЛ 110 кВ Вернадская – Семеновская II цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,08 км
10	110 кВ	КЛ 110 кВ Стромьнка – Сокольники № 1. Замена кабеля МНСК-1×270-110 на ПвПу2г 1×1600сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,14 км
11	110 кВ	КЛ 110 кВ Стромьнка – Сокольники № 2. Замена кабеля МНСК-1×270-110 на ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,21 км
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новокунцево – Солнцево I цепь. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2019	1,24 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	КВЛ 110 кВ Кожухово – Южная. Замена кабельного участка АПвПу 1×350 на ПвПу2гж 1×800/265	ПАО «Россети Московский регион»	2019	1,07 км
14	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Замена кабеля ПвПу2г 1×630/185-64/110 на ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,382 км
15	220 кВ	КВЛ 220 кВ Марфино – Свиблово II цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×1400сгж/265ов	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,01 км
16	220 кВ	КВЛ 220 кВ Марфино – Свиблово I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×1400сгж/265ов	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,01 км
17	220 кВ	КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Пресня № 1. Замена кабеля 2XS(FL)2Y-LWL 1×1600RMS/300-127/220 на кабель ПвПу2г 1×1600сгж/300ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,84 км
18	110 кВ	ВЛ 110 кВ Свиблово – Ростокино I цепь. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 в пролетах опор № 4–6	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,53 км
19	110 кВ	ВЛ 110 кВ Свиблово – Ростокино II цепь. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 в пролетах опор № 4–6	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,53 км
20	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Замена провода АС-150 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,6 км
21	110 кВ	КЛ 110 кВ Фили – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Замена провода АС-150 и АС-240 на кабель ПвПу2г 1×1000гж/265(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2020	3,62 км
22	110 кВ	КВЛ 110 кВ Черёмушки – Южная I цепь с отпайкой на ПС Нагорная. Замена провода 3М АССР-477 Т-16 на кабель ПвПу2г 1×1600сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,37 км
23	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Очаково – Говорово II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2021	12,77 км
24	220 кВ	КВЛ 220 кВ Чертаново – ГТЭС Коломенское. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвП(п)у2гж 1×2500/265 – ОВММ 2×4-127/220 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2021	4,57 км
25	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Битца № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2021	5,95 км



№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
26	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Битца № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2021	5,89 км
27	220 кВ	КЛ 220 кВ Южная – Сабурово. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвП(п)у2гж 1×2500/265 – ОВММ 2×4-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,7 км
28	220 кВ	КВЛ 220 кВ Чертаново – Сабурово. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвП(п)у2гж 1×2500/265 ОВММ 2×4-127/220 на участке от ПП 245 – ПП 242.	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2,998 км
29	220 кВ	КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 2. Замена кабеля (F)2XS(FL)2Y-1×1600 RMS/300+2×4ММ 127/220 на ПвПу2г 1×1600сгж/300ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,07 км
30	220 кВ	КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1. Замена кабеля F)2XS(FL)2Y-1×1600 RMS/300+2×4ММ 127/220 на ПвПэпу2г 1×1600сгж/300ов	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,065 км
31	220 кВ	КВЛ 220 кВ Чагино – Южная. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвП(п)у2гж 1×2500/265 ОВММ 2×4-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,8 км
32	110 кВ	КВЛ 110 кВ Лесная – Хованская с отпайками. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Лесная – Летоно с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Лесная – Хованская с отпайками и КЛ 110 кВ Хованская – Летоно № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2021	4,71 км
33	110 кВ	КЛ 110 кВ Хованская – Летоно № 1. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Лесная – Летоно с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Лесная – Хованская с отпайками и КЛ 110 кВ Хованская – Летоно № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2021	5,04 км
34	110 кВ	КЛ 110 кВ Южная – Сабурово с отпайкой на ПС Беляево. Замена провода АС-150/24 на ПвП(п)у2гж 1×1400/265 – ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	7,44 км
35	110 кВ	КВЛ 110 кВ Черёмушки – Южная II цепь с отпайкой на ПС Нагорная. Замена провода 3М АССР-477 Т-16 на кабель ПвПпу2г 1×1600сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,374 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
36	110 кВ	ВЛ 110 кВ Курьяново – Сабурово I цепь. Замена провода АС-150 на кабель СИПн(nf)-7 1×185-110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2,07 км
37	110 кВ	ВЛ 110 кВ Курьяново – Сабурово II цепь. Замена провода АС-150 на кабель СИПн(nf)-7 1×185-110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2,07 км
38	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Автозаводская № 2. Замена кабеля ПвПу 2г 1×300(гж)/185-64/110 на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,24 км
39	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭС Международная – Пресня № 1. Замена кабеля ПвПу2г1×630(гж)/210ов-110 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4+ОВОМ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,517 км
40	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Кожухово № 1. Замена кабеля ПвПу2г 1×300(гж)/185-110 на ПвПпу2г 1×800гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,3 км
41	110 кВ	КВЛ 110 кВ Кожухово – Чертаново с отпайкой на ПС Царицыно. Замена кабеля АПвПу 1×350 на ПвПпу2г 1×1000гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,339 км
42	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭС Международная – Пресня № 2. Замена кабеля ПвПу2г1×630(гж)/210ов-110 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4+ОВОМ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,507 км
43	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сетунь – Новокунцево II цепь. Замена кабеля FXLJ 1×1200 на ПвПу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,475 км
44	110 кВ	КВЛ 110 кВ Угреша – Сабурово с отпайкой на ПС Беляево. Замена провода АС-150/24 на кабель ПвП(п)у2гж 1×1400/265 - ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	4,133 км
45	110 кВ	КЛ 110 кВ Карачарово – Андроньевская № 1. Замена кабеля МНСК 1×270 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,82 км
46	110 кВ	КЛ 110 кВ Карачарово – Андроньевская № 2. Замена кабеля МНСК 1×270 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,835 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
47	110 кВ	КЛ 110 кВ ГЭС-1 – Автозаводская. Замена кабеля ПвПу2г 1×300гж/185-110 и ПвПу2г 1×300гж/185-110 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,532 км
48	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Кожухово № 6. Замена кабеля ПвПу2г 1×300(гж)/185-110 на ПвПпу2г 1×800гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,28 км
49	110 кВ	КЛ 110 кВ ГЭС-1 – Кожухово. Замена кабеля ПвПу2г 1×300(гж)/185-64/110 на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,28 км
50	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Вернадская I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,122 км
51	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Вернадская II цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,122 км
52	220 кВ	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-21 – Бескудниково II цепь. Замена провода АС-400/51 на АС-400/51 и опоры	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,887 км
53	220 кВ	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-21 – Бескудниково I цепь. Замена провода АС-400/51 на АС-400/51 и опоры	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,887 км
54	220 кВ	КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1. Замена кабеля ПвПпу2г 1×1600сгж/265ов-127/220 на ПвПпу2г 1×1600сгж/265ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,43 км
55	220 кВ	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Бутово II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Ясенево с образованием двух ЛЭП: КВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Бутово II цепь и КВЛ 220 кВ Бутово – Ясенево II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,84 км
56	220 кВ	КВЛ 220 кВ Бутово – Ясенево II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Ясенево с образованием двух ЛЭП: КВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Бутово II цепь и КВЛ 220 кВ Бутово – Ясенево II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,04 км
57	220 кВ	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Бутово I цепь. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвПпу2г 1×1400сгж/265ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,84 км
58	110 кВ	ВЛ 110 кВ Курьяново – Ленинская I цепь с отпайкой на ПС Люблино. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,3 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
59	110 кВ	ВЛ 110 кВ Курьяново – Ленинская II цепь с отпайкой на ПС Люблино. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,3 км
60	110 кВ	Выполнение захода КВЛ 110 кВ Марьино – Летово с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Хованская – Марьино с отпайкой на ПС Десна и КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2022	5,06 км
61	110 кВ	Выполнение захода КВЛ 110 кВ Марьино – Летово с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Хованская – Марьино с отпайкой на ПС Десна и КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2022	4,73 км
62	110 кВ	КЛ 110 кВ Очаково – Мазилово № 1. Замена кабеля N2S(FL)2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,888 км
63	110 кВ	КЛ 110 кВ Очаково – Мазилово № 2. Замена кабеля N2S(FL)2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,888 км
64	110 кВ	КЛ 110 кВ Чоботы – Полет № 1. Замена кабеля 2X(FL)2YVFST2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,745 км
65	110 кВ	КЛ 110 кВ Чоботы – Полет № 2. Замена кабеля 2X(FL)2YVFST2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,75 км
66	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ ЗИЛ – Автозаводская №2. Замена кабеля АПвПу 1×500 на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,65 км
67	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка II цепь. Замена провода АС-150/24 на кабель ПвПу2г 1×1600{гж}/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,76 км
68	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Замена провода G(Z)TACSR 240 на G(Z)TACSR 240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2022	15,317 км
69	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка I цепь с отпайкой на ПС Новоцементная. Замена провода АС-150/24 на кабель ПвПу2г 1×1600(гж)/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,76 км
70	110 кВ	КЛ 110 кВ Фили – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Перекладка кабельного участка (Увеличение протяженности КЛ на 0,396 км)	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,396 км
71	110 кВ	КВЛ 110 кВ Новокунцево – Солнцево I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2гж 1×800/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,911 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
72	110 кВ	КВЛ 110 кВ Новокунцево – Солнцево II цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2гж 1×800/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,914 км
73	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Замена кабеля ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110 на ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,413 км
74	110 кВ	КВЛ 110 кВ Бутово – Бирюлево Новое строительство ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	2022	8,233 км
75	110 кВ	КВЛ 110 кВ Фили – Мазилово I цепь Замена провода М-95 на АС-240/32	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,514 км
76	110 кВ	КВЛ 110 кВ Фили – Мазилово II цепь Замена провода М-95 на АС-240/32	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,514 км
77	110 кВ	ВЛ 110 кВ Ясенево – Профсоюзная II цепь. Отсоединение ВЛ 110 кВ Битца – Ясенево с отпайкой на ПС Профсоюзная от ПС 110 кВ Битца	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0
78	110 кВ	КЛ 110 кВ Бутырки – Центральная № 1. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПуп2гж 1×630/265(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,847 км
79	110 кВ	КЛ 110 кВ Бутырки – Центральная № 2. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПуп2гж 1×630/265(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,847 км
80	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Фили. Замена провода G(Z)ТАСРС 240 на G(Z)ТАСРС 240 и опоры	ПАО «Россети Московский регион»	2022	7,834 км
81	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы I цепь. Замена кабеля МНАгШВу 1×625 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,62 км
82	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка I цепь с отпайкой на ПС Новоцементная. Замена провода АС-150 на АС-240	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,701 км
83	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка II цепь. Замена провода АС-150 на АС-240	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,701 км
84	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы II цепь. Замена кабеля МНАгШВу 1×625 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,617 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
85	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 2. Замена кабеля НХСНВМК-1×630/185-110 на НХСНВМК-1×630/185-110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,737 км
86	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 1. Замена кабеля НХСНВМК-1×630/185-110 на НХСНВМК-1×630/185-110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,61 км
87	110 кВ	КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №2. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная на ПС 500 кВ Каскадная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Каскадная – Восточная с отпайкой на ПС Ясная и КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №2	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,249 км
88	110 кВ	КВЛ 110 кВ Каскадная – Восточная с отпайкой на ПС Ясная. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная на ПС 500 кВ Каскадная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Каскадная – Восточная с отпайкой на ПС Ясная и КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №2	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,236 км
89	110 кВ	КЛ 110 кВ Самарская – Рижская № 1. Замена кабеля МНСК-1×270-110 на ПвПу2гж 1×1000/310(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,41 км
90	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Белорусская-Бутырки №1	ПАО «Россети Московский регион»	2023	5,07 км
91	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Белорусская-Бутырки №2	ПАО «Россети Московский регион»	2023	5,07 км
92	220 кВ	КЛ 220 кВ Белорусская – Магистральная № 2. Замена кабеля ПвПу2гж 1×1000/310 ОВММ 2×4 127/220 на ПвП(п)у2гж 1×1200/330 ОВММ 2×4-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,995 км
93	220 кВ	КЛ 220 кВ Белорусская – Магистральная № 1. Замена кабеля ПвПу2гж 1×1000/310 ОВММ 2×4 127/220 на ПвП(п)у2гж 1×1200/330 ОВММ 2×4-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,995 км
94	220 кВ	КВЛ 220 кВ Бутово – Ясенево I цепь Замена провода АС-400 на АСк2у-М445/34 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,145 км
95	220 кВ	КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Елоховская № 2. Замена кабеля МВДТ 1×550 на ПвПу2г 1×2500сгж/310ов-127/220, ПвПу2г 1×2000сгж/310ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2023	11,789 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
96	220 кВ	КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Елоховская № 1. Замена кабеля МВДТ 1×550 на ПвПу2г 1×2500сгж/310ов-127/220, ПвПу2г 1×2000сгж/310ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2023	11,747 км
97	110 кВ	КВЛ 110 кВ Каскадная – Кучино. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Некрасовка – Кучино на ПС 500 кВ Каскадная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Каскадная – Кучино и КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №1	ПАО «Россети Московский регион»	2023	2,15 км
98	110 кВ	КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка № 1. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Некрасовка – Кучино на ПС 500 кВ Каскадная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Каскадная – Кучино и КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №1	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,87 км
99	110 кВ	КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс. Образована из ВЛ 110 кВ Прогресс – Некрасовка путем отключения от ПС 110 кВ Некрасовка и подключением к ПС 500 кВ Каскадная	ПАО «Россети Московский регион»	2023	2,145 км
100	110 кВ	КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная. Образована из ВЛ 110 кВ Минеральная – Некрасовка путем отключения от ПС 110 кВ Некрасовка и подключением к ПС 500 кВ Каскадная	ПАО «Россети Московский регион»	2023	2,155 км
101	110 кВ	КЛ 110 кВ Самарская – Рижская № 2. Замена кабеля МНСК-1×270-110 и МССК 1×270 на ПвПу2гж 1×1000/310(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,41 км
102	110 кВ	КЛ 110 кВ Карачарово – Выхино № 1. Замена кабеля ПвПу2г 1×800гж/265ов-64/110кВ на ПвПпу2г 1×1000гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,486 км
103	110 кВ	КЛ 110 кВ Карачарово – Выхино № 2. Замена кабеля ПвПу2г 1×800гж/265ов-64/110кВ на ПвПпу2г 1×1000гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,486 км
104	110 кВ	ВЛ 110 кВ Красногорка – Гавриково I цепь с отпайкой на ПС Щербинка. Замена провода АС-150 на АС-240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,301 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
105	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 2. Замена кабеля НХСНВМК-1×630/185-110 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 ОВММ 2×4-64/110, ПвП(п)у2гж 1×1400/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,653 км
106	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 1. Замена кабеля НХСНВМК-1×630/185-110 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 ОВММ 2×4-64/110, ПвП(п)у2гж 1×1400/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,653 км
107	110 кВ	ВЛ 110 кВ Красногорка – Гавриково II цепь с отпайкой на ПС Щербинка. Замена провода АС-150 на АС-240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,301 км
108	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – АЗЛК I цепь с отпайкой на ПС Кузьминки. Замена кабеля МНАгШВУ на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,972 км
109	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – АЗЛК II цепь с отпайкой на ПС Кузьминки. Замена кабеля МНАгШВУ на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,972 км
110	110 кВ	КВЛ 110 кВ Баскаково – Косино I цепь. Замена кабеля ПС 692-М1, М2-ПП 29, М1-М2 на ПС 692-ПП 29	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,682 км
111	110 кВ	КВЛ 110 кВ Баскаково – Косино II цепь. Замена кабеля АПвПу 1×350, ПвПу2г 1×300 на ПС 692-ПП 29	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,682 км
112	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – АЗЛК II цепь с отпайкой на ПС Кузьминки. Замена кабеля МНАгШВУ, МНСК-4, МНСК-6, АПвП на ПвПуп2г 1×630(гж)/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,947 км
113	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – Чухлинка I цепь. Замена кабеля МНСК 1×625, МНАгШВу 1×625 на ПвПпу2г 1×300гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,609 км
114	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – Чухлинка II цепь. Замена кабеля МНСК 1×625, МНАгШВу 1×625 на ПвПпу2г 1×300гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,251 км
115	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – АЗЛК I цепь с отпайкой на ПС Кузьминки. Замена кабеля МНАгШВУ, МНСК-4, МНСК-6, АПвП на ПвПуп2г 1×630(гж)/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,929



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	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Гольяново	ПАО «Россети Московский регион»	2019	100 МВА
2	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Молжаниновка	Абонентская	2019	2×160 МВА
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Хованская	ПАО «Россети Московский регион»	2019	2×250 МВА 2×100 МВА
4	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Чоботы	ПАО «Россети Московский регион»	2019	250 МВА
5	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Чагино	ПАО «Россети»	2019	250 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Немчиновка	ПАО «Россети Московский регион»	2019	63 МВА
7	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Баскаково	ПАО «Россети Московский регион»	2020	200 МВА
8	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Гольяново	ПАО «Россети Московский регион»	2020	100 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Марьино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
10	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Баскаково	ПАО «Россети Московский регион»	2021	200 МВА
11	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Битца	АО «Объединенная энергетическая компания»	2021	2×200 МВА
12	220 кВ	Установка ШР на ПС 220 кВ Южная	ПАО «Россети»	2021	2×50 Мвар
13	220 кВ	Установка ШР на ПС 220 кВ Сабурово	ПАО «Россети Московский регион»	2021	50 Мвар
14	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-20	ПАО «Мосэнерго»	2021	125 МВА
15	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Битца	АО «Объединенная энергетическая компания»	2022	2×100 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-20	ПАО «Мосэнерго»	2022	125 МВА
17	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-11	ПАО «Мосэнерго»	2022	63 МВА
18	500 кВ	ПС 500 кВ Чагино АТ-1. Замена оборудования мощностью 3×167 МВА на новое, мощностью 500 МВА	ПАО «Россети»	2023	500 МВА
19	500 кВ	ПС 500 кВ Чагино АТ-2. Замена оборудования мощностью 3×167 МВА на новое, мощностью 500 МВА	ПАО «Россети»	2023	500 МВА
20	220 кВ	ПС 220 кВ Чертаново ПС 220 кВ. Новый ввод Т-3	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА
21	220 кВ	ПС 220 кВ Чертаново ПС 220 кВ. Новый ввод Т-4	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА
22	110 кВ	ПС 110 кВ Полет. Замена Т-1 мощностью 40 МВА на новый, мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА
23	110 кВ	ПС 110 кВ Полет. Замена Т-2 мощностью 40 МВА на новый, мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
24	110 кВ	ПС 110 кВ Гоголево. Замена Т-1 мощностью 25 МВА на новый, мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2023	25 МВА

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

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

На территории г. Москвы отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

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

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	2,5
	19.06.2019	22,1
2020	16.12.2020	-3,6
	17.06.2020	24,3
2021	15.12.2021	-2,4
	16.06.2021	20,1
2022	21.12.2022	-5,9
	15.06.2022	15,9
2023	20.12.2023	3,1
	21.06.2023	15,5

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 ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{ддн}$ ) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{ддн}$ ) 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 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 220 кВ Владыкино	220/10/10	T-1	230/11/11	63	25,03	0,00	30,82	30,51	30,18	24,80	21,76	22,92	23,77	19,15	0
			T-2	230/11/11	63	31,66	63,72	38,55	31,24	26,23	32,72	28,80	27,64	25,15	22,54	0
2	ПС 110 кВ Былово	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	40	9,24	10,24	13,27	15,75	13,00	8,80	6,41	7,43	9,02	10,40	0
			T-2	115/10,5/10,5	40	7,09	11,94	8,51	8,39	8,45	0,00	6,03	5,66	4,30	3,69	0
3	ПС 110 кВ Десна	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	8,98	6,60	13,84	13,34	10,82	5,80	4,73	4,33	8,50	7,22	0
			T-2	115/11/6,6	25	13,11	17,67	13,85	12,98	12,14	8,32	8,36	13,10	6,07	7,42	0
4	ПС 110 кВ Зюзино	110/10/10	T-1	115/11/11	63	28,69	30,07	33,79	37,31	33,46	22,63	25,27	23,26	31,17	28,11	0
			T-2	115/11/11	63	36,36	37,08	29,44	27,78	28,36	40,38	31,64	32,39	23,30	24,36	0
5	ПС 110 кВ Красные Горки	110/10/6	T-1	110/11/6,9	40,5	25,06	25,32	22,23	23,99	27,37	20,47	41,09	21,42	21,87	20,43	0
			T-2	110/11/6,9	40,5	18,89	20,57	21,79	24,52	21,15	21,98	0,00	19,23	18,90	19,25	0
6	ПС 110 кВ Лебедево	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	25	14,79	18,62	15,97	16,93	13,95	8,83	9,31	8,96	8,52	10,77	0
			T-2	115/10,5/10,5	25	13,38	11,41	14,54	14,86	14,43	7,98	8,21	6,07	6,85	7,89	0
7	ПС 110 кВ Летово	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	20,51	27,25	21,55	26,58	24,33	13,61	16,47	16,35	16,63	18,07	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	19,38	22,98	30,09	25,62	26,35	14,84	13,91	14,43	14,65	15,28	0
8	ПС 110 кВ Лианозово	110/10/6	T-1	115/11/6,9	63	28,23	24,04	25,53	23,55	24,47	22,10	17,81	14,43	17,84	16,27	0
			T-2	115/11/6,9	63	28,66	27,00	26,17	28,84	29,56	19,16	24,01	21,34	21,59	19,66	0
9	ПС 110 кВ Мазилово	110/10/6	T-1	115/11/6,9	40,5	20,59	18,10	19,38	18,23	23,25	13,44	15,73	14,01	14,65	13,13	0
			T-2	115/11/6,9	40,5	20,84	21,12	17,00	16,07	15,79	16,00	15,90	12,01	11,67	11,09	0
10	ПС 110 кВ Немчиновка	110/10/6	T-1	115/11/6,9	63	28,26	25,69	29,55	27,62	26,74	19,63	17,89	18,42	0,00	18,33	0
			T-2	115/11/6,9	63	30,33	31,86	37,09	33,83	33,49	24,10	22,31	28,09	41,26	25,56	0
11	ПС 110 кВ Рижская	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	80	32,91	34,73	31,81	32,15	33,42	36,87	29,61	23,85	24,17	23,14	0
			T-2	115/10,5/10,5	80	34,73	39,53	36,25	31,99	35,03	37,38	29,17	33,52	30,95	31,20	0
12	ПС 110 кВ Самарская	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	29,88	26,75	28,32	32,58	25,07	29,83	20,73	20,51	20,92	24,12	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	34,10	27,80	25,66	24,82	35,08	27,09	24,66	28,33	22,16	26,12	0
13	ПС 110 кВ Солнцево	110/10/6	T-1	110/11/6,6	40,5	23,51	21,48	20,73	23,05	26,38	12,52	13,24	14,29	12,02	15,02	0
			T-2	110/11/6,6	40,5	19,94	21,21	24,02	18,59	12,41	13,96	12,34	12,84	8,91	16,24	0
14	ПС 110 кВ Сырово	110/10/6	T-1	115/11/6,6	40	19,22	19,05	19,28	18,11	12,36	15,71	19,26	15,03	11,90	14,81	0
			T-2	115/11/6,6	40	11,30	16,94	19,00	19,13	24,03	11,10	5,63	13,26	9,56	10,64	0
15	ПС 110 кВ Трикотажная	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	25	16,46	16,22	14,17	15,86	13,02	9,64	7,88	13,28	10,30	9,11	0
		110/10/6	T-2	115/11/6,6	25	12,52	15,51	15,33	14,12	16,46	8,44	8,57	7,82	7,57	7,45	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 220 кВ Владыкино	T-1	ТРДЦН-63000/220 У1	1989	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/220 У1	1989	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
2	ПС 110 кВ Былово	T-1	ТРДН-40000/110-У1	2015	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40000/110-У1	2015	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Десна	T-1	ТДТН-25000/110/11/6,6	2009	77	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/11/6,6	1987	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Зюзино	T-1	ТРДЦН-63000/110-76У1	1974	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДЦН-63000/110-76У1	1974	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Красные Горки	T-1	ТДТНГ-40500/110	1958	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГУ-40500/110	1962	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Лебедево	T-1	ТРДН-25000/110/10,5/10,5	1986	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110/10,5/10,5	1986	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Летово	T-1	ТРДН-63000/110/10/10	2009	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,175	1,15
		T-2	ТРДН-63000/110/10/10	2009	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,175	1,15
8	ПС 110 кВ Лианозово	T-1	ТДЦТН-63000/110-77У1	1981	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТДЦТН-63000/110-77У1	1980	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
9	ПС 110 кВ Мазилово	T-1	ТДТНГ-40500/110	1958	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-40500/110	1974	87	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
10	ПС 110 кВ Немчиновка	T-1	ТДТН-63000/110	1977	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-63000/110	1979	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Рижская	T-1	ТРДН-80000/110	2012	80	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-2	ТРДН-80000/110	2012	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
12	ПС 110 кВ Самарская	T-1	ТРДЦН-63000/110	1988	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/110	1988	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
13	ПС 110 кВ Солнцево	T-1	ТДТНГ-40500/110	1980	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-40500/110	1970	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Сырово	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	1987	79	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/10/6	1995	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
15	ПС 110 кВ Трикотажная	T-1	ТРДН-25000/110/10/10	1978	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1978	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 220 кВ Владыкино	2021 / зима	69,37	ПС 220 кВ Владыкино	Московский фонд реновации жилой застройки	22.06.2020	ИА-20-302-1267(746784)	2024	0,82	0	0,4	0,33	90,53	94,7	94,97	94,97	94,97	94,97
					ГБУК Г. МОСКВЫ «ГМЗ «Останкино и Кусково»	20.12.2020	ИА-20-303-1895(796636)	2024	0,83	0	0,4	0,33						
					ФГУП «Телевизионный технический центр «Останкино»	04.10.2021	ИА-21-302-6204(359950)	2024	20	0	10	14,00						
					Открытое акционерное общество «РЖД»	12.11.2021	ИА-21-302-6891(472777)	2024	0,93	0	10	0,65						
					Московский фонд реновации жилой застройки	04.08.2021	ИА-21-302-6606(433855)	2024	0,38	0	0,4	0,15						
					ООО «СЗ «Лихоборы»	06.04.2021	ИА-20-302-3173(847317)	2024	2,94	0	0,4	1,17						
					АО СЗ «РАДУГА»	14.04.2021	ИА-21-302-4875(199623)	2025	5,84	0,42	0,4	2,17						
					ООО «ДЕВЕЛОПЕРСКАЯ КОМПАНИЯ «ПИОНЕР»	30.10.2023	ИА-23-302-15541(930415)	2026	1,07	0	0,4	0,43						
					ГКУ «УДМС»	24.07.2023	ИА-22-302-12913(485231)	2026	3,63	0	10	1,81						
					ГКУ УКРиС	19.10.2023	ИА-23-302-16715(248071)	2026	0,34	0	0,4	0,24						
					ООО «СЗ «К-Девелопмент»	18.10.2023	ИА-23-364-16551(250477)	2024	1,1	0	0,4	0,44						
					ООО «Ф-Девелопмент»	28.12.2023	ИА-23-302-17395(324054)	2026	0,76	0	0,4	0,3						
					ООО «Ф-Девелопмент»	28.12.2023	ИА-23-302-17824(332807)	2026	1,87	0	0,4	0,75						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
					ООО СЗ «Инстрой»	27.12.2023	ИА-23-302-18098(390298)	2026	2,37	0	0,4	0,24						
					Автономная некоммерческая организация «Развитие Городских Технологий»	06.05.2024	ИА-24-303-20196(253282)	2027	0,65	0	0,4	0,26						
					ГОСУДАРСТВЕННОЕ КАЗЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА»	17.04.2023	ИА-22-302-12926(504505)	2026	0,35	0	0,4	0,14						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,8	0	0,4	0,48						
2	ПС 110 кВ Былово	2022 / зима	24,14	ПС 110 кВ Былово	ООО «Городская Земельная Компания»	23.09.2022	ИА-22-302-11372(235758)	2024	7	0	10	3,5	35,03	39,45	41,34	41,34	41,34	41,34
					Московский фонд реновации жилой застройки	09.06.2023	ИА-23-302-13845(549466)	2025	4,59	0	0,4	1,84						
					Государственное унитарное предприятие города Москвы «М.Прогресс» (ГУП «М.Прогресс»)	26.12.2018	ИА-18-354-36(158645)	2024	8,09	4,92	0,4	0,32						
					ООО «Лесные дали»	30.06.2016	ИА-16-354-16(925994)	2024	3,2	0	10	1,28						
					ДЕПАРТАМЕНТ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРОДА МОСКВЫ	03.08.2020	ИА-20-354-4(995494)	2024	0,5	0	0,4	0,35						
					ООО СЗ «ВЫБОР №1»	19.07.2021	ИА-21-302-6604(420374)	2024	3,27	0	10	1,31						
					ООО «ШИШКИН ЛЕС ХОЛДИНГ»	27.10.2022	ИА-22-303-11236(228876)	2024	1,08	0	10	0,54						
					ООО «АВЕНТУС ФИНАНС»	25.01.2023	ИА-22-302-12960(501990)	2024	1	0	10	0,4						
					АО «МОСГАЗ»	31.10.2023	ИА-23-302-16672(222195)	2026	3,12	0	10	0,31						
					ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр»	25.10.2023	ИА-23-302-16927(284351)	2026	5	0	10	2						
					ООО «Логистика-Т»	23.04.2024	ИА-24-302-19985(223504)	2027	2,63	0	10	1,05						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА							
		Год / сезон	МВА																	
					Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик «МЭЛ»	13.06.2023	ИА-23-302-14645(690639)	2026	4,49	0	10	1,80								
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	6,2	0	0,4	0,62								
3	ПС 110 кВ Десна	2021 / зима	27,69	ПС 110 кВ Десна	ДЕПАРТАМЕНТ СТРОИТЕЛЬСТВА Г. МОСКВЫ	23.03.2020	ИА-20-354-2(993405)	2024	0,37	0	0,4	0,15	29,68	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83	
					Московский фонд защиты прав дольщиков	27.07.2022	ИА-22-302-10870(175388)	2024	1,1	0	0,4	0,44								
					ООО «Девелопмент-М»	17.07.2023	ИА-23-302-15825(131350)	2026	5	0	10	2								
					ООО «Девелопмент-М»	06.09.2023	ИА-23-364-16181(207188)	2025	1	0	10	0,4								
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	8,85	0	0,4	0,88								
4	ПС 110 кВ Зюзино	2020 / зима	67,15	ПС 110 кВ Зюзино	ООО «Эдисонэнерго»	30.05.2017	ИА-17-302-241(938567)	2024	0,9	0	0,4	0,36	73,17	73,93	74,25	74,74	75,5	75,97		
					ООО «СЗ «Премиум»	24.12.2020	ИА-20-302-4037(194548)	2024	2,16	0	0,4	0,86								
					ООО «Биномед-ВетСервис»	29.12.2020	ИА-20-302-3787(156573)	2024	1	0	0,4	0,5								
					АО «Ордена Трудового Красного Знамени НИИАА им. академика В.С. Семенихина»	28.04.2021	ИА-21-303-5442(277405)	2024	0,5	0	10	0,35								
					ООО «СЗ «Гартея»	09.12.2021	ИА-21-302-8343(599187)	2024	4,98	0	0,4	1,99								
					Московский фонд реновации жилой застройки	30.11.2022	ИА-22-302-11567(178551)	2025	1,58	0	0,4	0,63								
								2026	0,99	0	0,4	0,4								
								2027	0,74	0	0,4	0,3								
								2028	1,16	0	0,4	0,46								
								2029	1,8	0	0,4	0,72								
								2030	1,09	0	0,4	0,44								
					ООО «Стрела»	05.10.2010	ИА-10-348-71(916134)	2024	0,61	0	0,4	0,06								
					АНО «РГТ»	06.12.2023	ИА-23-302-17431(317585)	2026	0,51	0	0,4	0,05								
АО СЗ «Текта-Обручева»	01.06.2021	А-04/21-ТП	2024	1,25	0	0,4	0,5													
Московский фонд реновации жилой застройки	26.05.2023	ИА-23-302-14052(639805)	2026	0,50	0	0,4	0,20													



№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
					ФГБОУ ВО «РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ»	21.04.2023	ИА-23-302-14188(664072)	2026	0,77	0	0,4	0,08						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,14	0	0,4	0,41						
5	ПС 110 кВ Красные Горки	2023 / зима	48,52	ПС 110 кВ Красные Горки	ООО «ПНК Девелопмент»	28.02.2022	ИА-22-302-9627(978008)	2025	4,5	0	10	1,8	53,98	53,98	53,98	53,98	53,98	53,98
					АО «Мосинжпроект»	26.04.2022	ИА-22-302-9640(937435)	2024	3,9	0	0,4	1,95						
					КП «УГС»	29.09.2023	ИА-23-364-16597(249547)	2024	0,76	0	0,4	0,3						
					Общество с ограниченной ответственностью «Ближняя Дача»	04.06.2021	ИА-21-302-5751(333838)	2024	1,80	0	10	0,72						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,42	0	0,4	0,34						
6	ПС 110 кВ Лебедево	2022 / зима	31,79	ПС 110 кВ Лебедево	Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства	12.11.2013	тп/13-02-25	2024	7,09	4,81	0,4	0,91	37,31	38,82	39,21	39,21	39,21	39,21
					ООО «Леруа Мерлен Восток»	12.01.2017	НМ-16-354-2560(981514)	2024	0,55	0	10	0,22						
					ООО «СИНИКОН»	18.11.2021	ИА-21-302-8161(614615)	2024	1,86	0	10	0,74						
					ООО «Вайлдберриз»	27.12.2023	ИА-23-302-17141(285777)	2026	2	0	10	1						
					ЖСК «Протон»	09.02.2024	ИА-24-302-18804(105936)	2027	0,91	0	10	0,36						
					ООО «ИНТЕРО»	07.09.2018	тп/18-02-34	2024	0,75	0	10	0,3						
					АО «Строй Сити»	16.04.2020	тп/20-02-32	2024	1,2	0	10	0,48						
					АО «Мосводоканал»	01.04.2021	тп/21-02-002	2024	1,07	0	0,4	0,75						
					Физ. лицо	13.05.2021	тп/21-02-049	2024	1	0	0,4	0,4						
					Физ. лицо	19.05.2022	тп/22-02-036	2024	2	0	10	0,8						
					Общество с ограниченной ответственностью «МАРТ»	10.04.2023	ИА-23-302-14709(678153)	2026	1,00	0	10	0,40						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	5,65	0	0,4	0,57						
7	ПС 110 кВ Летово	2022 / зима	52,2	ПС 110 кВ Летово	Лялина Ольга Вадимовна	27.07.2021	15106698-02-ДО	2024	0,9	0	0,4	0,36	57,11	57,21	57,21	57,21	57,21	57,21
					ООО «Лавандерия»	17.10.2017	ИА-17-354-29(906806)	2024	1,5	0	10	0,6						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
8	ПС 110 кВ Лианозово	2019 / зима	56,89	ПС 110 кВ Лианозово	ГКУ города Москвы «Москворечье»	13.12.2019	ИА-19-302-789(714054)	2024	3,07	0	10	2,15	63,44	67,08	67,71	67,71	67,71	67,71
					ООО «ДУБРОВКА ДЕВЕЛОПМЕНТ»	29.07.2021	ИА-21-302-6179(366794)	2024	1,4	0	10	0,56						
					ИП Никонов Сергей Алексеевич	24.06.2021	ИА-21-303-6386(420226)	2024	1	0	10	0,4						
					ООО «Специализированный застройщик «КОММУНАРКА 12»	14.11.2023	ИА-23-302-16387(210573)	2026	0,95	0	0,4	0,1						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	5,1	0	0,4	0,51						
					Московский фонд реновации жилой застройки	10.08.2022	ИА-22-302-10834(998747)	2025	2,95	0	0,4	1,18						
					АО «СЗ «МСК Илимская-1»	23.10.2019	ИА-19-302-521(617334)	2025	6,5	2,36	0,4	1,66						
					ООО «СЗ ИЛЬМЕНСКИЙ»	28.10.2021	ИА-21-302-7192(505136)	2024	1,4	0	0,4	0,56						
					ООО СЗ «СЕЛИГЕР ПАРК»	13.12.2022	ИА-22-364-12888(531645)	2024	0,71	0	10	0,29						
					Московский фонд реновации жилой застройки	04.08.2023	ИА-22-302-12872(477223)	2025	2,91	0	0,4	1,16						
					ООО «СЗ «Перспективные решения»	21.12.2022	ИА-22-302-11988(246848)	2025	2,08	0	0,4	0,83						
								2026	6,61	0	0,4	2,64						
					ООО «МИР СПОРТА»	14.05.2022	ИА-22-302-10276(917591)	2024	0,63	0	0,4	0,06						
АНО «Развитие Городских Технологий»	29.02.2024	ИА-23-302-17282(312181)	2027	0,38	0	0,4	0,04											
АНО «Развитие Городских Технологий»	06.12.2023	ИА-23-302-17357(317552)	2026	0,75	0	0,4	0,08											
ООО СЗ «Селигерский»	22.12.2023	ИА-23-302-17760(355553)	2026	1,81	0	0,4	0,72											
АНО «Развитие Городских Технологий»	05.02.2024	ИА-24-302-18498(405420)	2027	0,5	0	0,4	0,05											
ООО «СЗ «ЛСР. РАЗВИТИЕ»	21.02.2024	ИА-24-302-19084(411445)	2027	1,25	0	0,4	0,5											
ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,33	0	0,4	0,43											
9	ПС 110 кВ Мазилово	2019 / зима	41,43	ПС 110 кВ Мазилово	ОАО «РЖД»	09.10.2019	ИА-19-302-401(991539)	2024	0,4	0	0,4	0,2	49,42	51,3	54,45	55,04	55,5	56,11
					Московский фонд реновации жилой застройки	03.12.2020	ИА-20-302-2996(857999)	2024	0,43	0	0,4	0,17						
					КП «УГС»	06.12.2021	ИА-21-302-8082(623239)	2024	0,7	0	0,4	0,28						
					ООО «АРСЕНАЛ ПЛЮС»	26.09.2022	ИА-22-302-11824(303752)	2024	0,8	0	0,4	0,4						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА							
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.		
					ООО «НЕПТУН-ТРЕЙДИНГ»	26.04.2022	ИА-22-302-10430(114202)	2024	0,97	0	0,4	0,39								
					Московский фонд реновации жилой застройки	30.11.2022	ИА-22-302-11528(133367)	2024	0,38	0	0,4	0,15								
											2025	0,72	0	0,4	0,29					
											2026	0,06	0	0,4	0,02					
											2027	1,17	0	0,4	0,47					
											2028	1,41	0	0,4	0,56					
											2029	1,07	0	0,4	0,43					
								2030	1,44	0	0,4	0,57								
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.07.2023	ИА-23-302-15212(913195)	2026	1,12	0	0,4	0,45								
					ООО «СЗ «Бизнес Инвест Запад»	18.07.2023	ИА-23-302-15397(990777)	2025	6,3	0	10	0,63								
					ООО «СЗ Смайнкс Вест Гарден»	18.10.2019	ИА-19-302-468(611517)	2027	5,93	3,01	10	1,17								
					ООО «Минские Холмы»	30.10.2019	ИА-19-302-538(614256)	2024	4,53	0	10	1,81								
					ООО «Центр прогресса художественной гимнастики»	15.01.2015	ИА-14-302-983(935259)	2026	0,98	0	10	0,39								
											2027	2,85	0	10	1,14					
					АО СЗ «МОНЕТЧИК»	11.10.2023	ИА-23-364-16720(261686)	2025	0,8	0	6	0,32								
					ООО «УЗ Дзу-Маркет»	30.11.2023	ИА-23-302-17075(297518)	2026	0,92	0	0,4	0,37								
					Управление делами Президента Российской Федерации	31.07.2019	ИА-19-302-184(904431)	2024	4,31	0	10	0,43								
					ООО «Московская реновационная компания «Пионер» (ООО «МРК «Пионер»)	13.10.2017	ИА-17-302-494(983045)	2024	3,22	1,77	0,4	0,58								
					ЗАО «ФЦСР», Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства (Московский фонд защиты прав дольщиков)	26.11.2007	ПМ-07/10203-07	2024	3,06	1,43	0,4	0,65								
					АО «ЭЛИТА-ЭКО»	07.06.2023	ИА-23-364-15299(923354)	2025	0,5	0	10	0,05								
					ООО «УЗ Дзу-Маркет»	08.12.2023	ИА-23-364-17954(375892)	2025	0,85	0	0,4	0,34								
					КП «УГС»	26.02.2024	ИА-24-302-18888(103936)	2027	0,39	0	0,4	0,16								

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
					Московский фонд реновации жилой застройки	27.05.2024	ИА-24-364-18884(116730)	2026	0,84	0	10	0,34						
					ООО «СЗ «ОКТЯБРЬ-ДЕВЕЛОПМЕНТ»	29.12.2023	ИА-23-302-18157(381715)	2026	0,49	0	0,4	0,20						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	7,98	0	0,4	0,8						
10	ПС 110 кВ Немчиновка	2021 / зима	66,64	ПС 110 кВ Немчиновка	Управление делами Президента Российской Федерации	31.07.2019	ИА-19-302-184(904431)	2024	4,31	0	0,4	0,43	70,82	71,13	72,02	72,02	72,02	72,02
					ГКУ г. МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА»	07.11.2023	ИА-23-302-17162(288958)	2026	0,75	0	0,4	0,3						
					ООО «Финмаркт»	29.01.2019	1822961.ЦА	2024	1	0	10	0,1						
					Физ. лицо	31.07.2017	1616902/ЦА	2024	1,3	0	10	0,13						
					ООО «КС-инвест»	28.02.2011	ИА-11-302-951(904059)	2024	5	0	10	0,5						
					Московский фонд реновации жилой застройки	16.05.2022	ИА-22-302-10112(945333)	2024	0,83	0	0,4	0,33						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.07.2022	ИА-22-302-10547(114604)	2024	0,66	0	0,4	0,26						
					ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ГЕРМЕССТРОЙ»	29.12.2023	ИА-23-302-17940(341896)	2027	2,10	0	0,4	0,84						
					ОАО «РЖД	25.10.2021	ИА-20-303-1485(757339)	2024	2,26	0	10	1,58						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	5,71	0	0,4	0,57						
11	ПС 110 кВ Рижская	2020 / зима	74,26	ПС 110 кВ Рижская	МГУП «ЖИЛКО-ОПЕРАЦИЯ»	24.03.2008	ПМ-08/2273-08	2024	0,7	0	0,4	0,28	88,78	88,78	88,78	88,78	88,78	88,78
					АО «НИКИЭТ»	11.07.2014	ИА-14-302-541(909710)	2024	3	0	10	1,5						
					РАНХиГС	02.12.2019	ИА-19-302-345(962833)	2024	0,43	0	0,4	0,04						
					ОАО «РЖД»	11.08.2021	ИА-20-303-3019(838764)	2024	15	0	10	7,5						
					ООО «Специализированный застройщик «Роща»	27.08.2021	ИА-21-302-5087(264583)	2024	1,79	0	0,4	0,72						
					Московский фонд реновации жилой застройки	30.03.2021	ИА-20-302-4238(196299)	2025	0,39	0	0,4	0,15						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.09.2022	ИА-22-302-11767(325915)	2024	0,42	0	0,4	0,17						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
					ОАО «РЖД»	27.07.2022	ИА-22-302-10239(903982)	2025	2,48	0	10	0,99						
					Министерство обороны Российской Федерации	06.04.2022	ИА-22-302-9505(928115)	2025	3,5	0	10	0,35						
					ОАО «РЖД»	30.06.2022	ИА-22-303-9844(987225)	2024	1	0	10	0,7						
					Публичное Акционерное Общество «Калибр»	02.06.2022	ИА-22-303-10790(154817)	2025	0,68	0	10	0,47						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	6,4	0	0,4	0,64						
12	ПС 110 кВ Самарская	2019 / зима	63,98	ПС 110 кВ Самарская	МГУП «ЖИЛКО-ОПЕРАЦИЯ»	17.03.2008	ПМ-08/2060-08	2024	1,38	0	0,4	0,55	67,66	67,71	67,76	67,76	67,76	67,76
					АО «Европейский Медицинский Центр»	15.09.2020	ИА-20-302-2709(842461)	2024	1,4	0,2	0,4	0,48						
					ООО «Группа Компаний «Транстрой-инвест»	10.11.2021	ИА-21-302-7778(582018)	2024	0,99	0	0,4	0,4						
					ООО «СЗ «Роща»	02.06.2021	ИА-21-302-5090(264584)	2024	3,76	0	0,4	1,5						
					Религиозная организация ортодоксального иудаизма – Московская Марьино рощинская Еврейская Община	26.04.2024	ИА-24-303-19610(180504)	2027	0,50	0	0,4	0,05						
					ООО «РОЛЛАГРО»	15.02.2021	102742-01-ДО	2024	1,5	0	10	0,15						
					АНО «РГТ»	24.11.2023	ИА-23-302-17456(318916)	2026	0,43	0	0,4	0,04						
ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,92	0	0,4	0,39											
13	ПС 110 кВ Солнцево	2021 / зима	44,75	ПС 110 кВ Солнцево	АО «Заречье» им. С.А. Кушнарева	16.11.2011	ИА-11-302-4960(916653)	2024	3,1	2,69	0,4	0,16	52,15	52,37	52,57	53,18	53,68	53,68
					ООО «Специализированный застройщик Земельные активы»	05.07.2021	ИА-21-302-6260(313169)	2024	10,52	0	10	4,21						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.07.2023	ИА-23-302-15117(699219)	2024	4,28	0	10	1,71						
					Московский фонд реновации жилой застройки	22.06.2023	ИА-22-302-11311(131424)	2025	0,36	0	10	0,14						
								2027	0,47	0	10	0,19						
								2028	1,42	0	10	0,57						
2029	1,16	0	10	0,46														
Московский фонд реновации жилой застройки	08.08.2023	ИА-22-302-13005(519514)	2026	0,42	0	0,4	0,17											

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
					АНО «Развитие Городских Технологий»	17.11.2023	ИА-23-302-17327(312544)	2026	0,43	0	0,4	0,04						
					ООО «СЗ «ТИРОН»	07.02.2024	ЮЛ/02564/23	2024	1,02	0	0,4	0,41						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	2,48	0	0,4	0,25						
					ООО СЗ СР-Групп	21.12.2021	СП-285-21	2025	3,7	0	0,4	1,48						
14	ПС 110 кВ Сырово	2021 / зима	38,28	ПС 110 кВ Сырово	ООО СЗ СР-Групп	30.12.2021	СП-298-21	2025	3,46	0	0,4	1,38	47,92	51,99	54,04	54,04	54,04	54,04
					ООО СЗ СР-Групп	30.12.2021	СП-299-21	2026	3,36	0	0,4	1,34						
					ООО СЗ СР-Групп	30.12.2021	СП-300-21	2026	2,6	0	0,4	1,04						
					ООО СЗ СР-Групп	30.12.2021	СП-300-21	2027	0,23	0	0,4	0,09						
					ООО СЗ СР-Групп	30.12.2021	СП-301-21	2027	4,62	0	0,4	1,85						
					ООО СЗ СР-Групп	09.02.2022	СП-30-22	2025	1,09	0	0,4	0,44						
					ООО «МЕТРО Кэш энд Керри»	01.10.2013	ИА-13-302-1772(933569)	2024	0,87	0	10	0,35						
					ООО «БРОД-ЭСТЕЙТ»	25.02.2014	ИА-14-302-134(903039)	2024	3	0	10	1,2						
					ООО «НКН-СТРОЙ»	17.06.2022	ИА-22-302-10999(201147)	2024	0,85	0	10	0,34						
					АО «Подольские огнеупоры»	13.11.2019	ИА-19-354-29(994096)	2024	2,78	0	6	1,95						
					ООО «СЗ «СР-Групп»	27.11.2023	ПС-ОСТ-351-23	2025	0,72	0	0,4	0,29						
					ФКУ «МосЦМТО Росгвардии»	12.05.2022	2203824/ЦА	2025	0,96	0	6	0,1						
					ООО «Лотан»	02.07.2019	ИА-19-302-295(964343)	2024	1,4	0	10	0,98						
					ООО «Девелопмент-М2»	17.10.2023	ИА-23-302-16962(277335)	2026	2,75	0	10	1,38						
ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	5,17	0	0,4	0,52											
15	ПС 110 кВ Трикотажная	2020 / зима	31,73	ПС 110 кВ Трикотажная	Московский фонд реновации жилой застройки	24.07.2023	ИА-23-302-15292(904666)	2026	0,38	0	0,4	0,15	33,00	33,17	33,17	33,17	33,17	33,17
					ФГУП «НПП «ГАММА»	27.06.2023	ИА-23-302-15638(114957)	2024	2	0	10	0,80						
					БАНК РОССИИ	02.08.2023	ИА-23-302-13721(610509)	2025	1,67	0	0,4	0,17						
					ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	2,22	0	0,4	0,22						

### ПС 220 кВ Владыкино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 69,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 94,76 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 48,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 25,6 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 на ТП, с учетом коэффициентов набора;

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 69,37 + 25,6 + 0 - 0 = 94,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129,73 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Владыкино ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Владыкино расчетный объем ГАО составит 21,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 94,97 МВА. 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  $2 \times 63$  МВА на  $2 \times 100$  МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Былово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 24,14 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 48,28 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 47,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 17,2 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,14 + 17,2 + 0 - 0 = 41,34 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 82,68 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ПС 110 кВ Былово с заменой трансформаторов  $2 \times 40$  МВА на  $2 \times 63$  МВА).

ПС 110 кВ Десна.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 27,69 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 95,32 % (88,61 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-1) при ТНВ  $-2,4^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,16 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,14 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,69 + 4,14 + 0 - 0 = 31,83 \text{ МВА.}$$



Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 101,86 % (109,57 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Десна ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Десна расчетный объем ГАО составит 2,78 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,83 МВА. 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 Зюзино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 67,15 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 91,26 % от  $S_{ддн}$ , что не превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 24,68 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,82 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «Специализированный Застройщик «Гартея» от 09.12.2021 № ИА-21-302-8343(599187), предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Зюзино с заменой 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 67,15 + 8,82 + 0 - 0 = 75,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103,24 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ на ТП ООО «Специализированный Застройщик «Гартея» от 09.12.2021 № ИА-21-302-8343(599187) согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 67,15 + 6,71 + 0 - 0 = 73,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100,38 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Зюзино ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Зюзино расчетный объем ГАО составит 0,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 73,86 МВА. 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 2×63 МВА на 2×80 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

#### ПС 110 кВ Красные горки.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 48,52 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,18 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,46 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (АО «Мосинжпроект» от 26.04.2022 № ИА-22-302-9640(937435)), предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Красные горки с заменой 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 48,52 + 5,46 + 0 - 0 = 53,98 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118,13 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красные Горки ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Красные Горки расчетный объем ГАО составит 8,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 53,98 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Лебедево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 31,79 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,81 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-5,9^{\circ}\text{C}$  в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,27 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,42 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «Леруа Мерлен Восток» от 12.01.2017 № НМ-16-354-2560(981514), ООО «Синикон» от 18.11.2021 № ИА-21-302-8161(614615), ЖСК «Протон» от 09.02.2024 № ИА-24-302-18804(105936), ООО «МАРТ» от 10.04.2023 № ИА-23-302-14709(678153), ООО «Вайлдберриз» от 27.12.2023 № ИА-23-302-17141(285777)), предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Лебедево с заменой 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.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства от 12.11.2013 № тп/13-02-25), предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Лебедево с заменой 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,79 + 7,42 + 0 - 0 = 39,21 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 132,97 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лебедево расчетный объем ГАО составит 9,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,21 МВА. 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 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Летово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 52,2 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 66,29 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,01 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 52,2 + 5,01 + 0 - 0 = 57,21 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 72,65 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ПС 110 кВ Летово с заменой трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА).

ПС 110 кВ Лианозово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 56,89 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 79,74 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 2,5 \text{ } ^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 30,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,82 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 56,89 + 10,82 + 0 - 0 = 67,71 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 94,9 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ПС 110 кВ Лианозово с заменой трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

#### ПС 110 кВ Мазилово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 41,43 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 90,33 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 2,5 \text{ } ^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 48,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 14,68 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (Московский фонд реновации жилой застройки от 30.11.2022 № ИА-22-302-11528(133367), ООО «СЗ Смайнэкс Вест Гарден» от 18.10.2019 № ИА-19-302-468(611517)), предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мазилово с заменой 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ на ТП Московский фонд реновации жилой застройки от 30.11.2022 № ИА-22-302-11528(133367), ООО «СЗ Смайнэкс Вест Гарден» от 18.10.2019 № ИА-19-302-468(611517) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 41,43 + 14,68 + 0 - 0 = 56,11 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122,33 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ на ТП Московский фонд реновации жилой застройки от 30.11.2022 № ИА-22-302-11528(133367), ООО «СЗ Смайнэкс Вест Гарден» от 18.10.2019 № ИА-19-302-468(611517) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 41,43 + 10,78 + 0 - 0 = 52,21 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,83 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мазилово ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мазилово расчетный объем ГАО составит 6,34 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 52,21 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 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 Немчиновка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 66,64 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 91,03 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 23,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,38 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (Московский фонд реновации жилой застройки от 16.05.2022 № 22-302-10112(945333), от 26.07.2022 № ИА-22-302-10547(114604), ОАО «РЖД» от 25.10.2021 ИА-20-303-1485(757339), ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ГЕРМЕССТРОЙ» от 29.12.2023 № ИА-23-302-17940(341896)), предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Немчиновка с заменой Т-1 110/10/6 кВ и

T-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 66,64 + 5,38 + 0 - 0 = 72,02 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 98,38 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ПС 110 кВ Немчиновка с заменой трансформаторов 2×63 МВА).

#### ПС 110 кВ Рижская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 74,26 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 74,26 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 35,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 14,52 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 74,26 + 14,52 + 0 - 0 = 88,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 88,78 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (Реконструкция ПС 110 кВ Рижская с заменой Т-1, Т-2 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА на трансформаторы 110/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый).

#### ПС 110 кВ Самарская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 63,98 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 89,67 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,78 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 63,98 + 3,78 + 0 - 0 = 67,76 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 94,97 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (Реконструкция ПС 110 кВ Самарская с заменой Т-1, Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформаторы 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый).

#### ПС 110 кВ Солнцево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 44,75 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 95,09 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 22,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,93 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «СЗ Земельные активы» от 05.07.2021 № ИА-21-302-6260(313169), Московский фонд реновации жилой застройки от 22.06.2023 № ИА-22-302-11311(131424)), предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солнцево с заменой 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ на ТП ООО «СЗ Земельные активы» от 05.07.2021 № ИА-21-302-6260(313169) и Московский фонд реновации жилой застройки от 22.06.2023 № ИА-22-302-11311(131424) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 44,75 + 8,93 + 0 - 0 = 53,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114,06 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.



Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ на ТП ООО «СЗ Земельные активы» от 05.07.2021 № ИА-21-302-6260(313169) и Московский фонд реновации жилой застройки от 22.06.2023 № ИА-22-302-11311(131424) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 44,75 + 2,93 + 0 - 0 = 47,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101,32 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солнцево ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Солнцево расчетный объем ГАО составит 0,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 47,68 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 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 Сырово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 38,28 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 82,36 % (76,56 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 37,71 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 15,76 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «НКН-СТРОЙ» от 17.06.2022 № ИА-ИА-22-302-10999(201147)), предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой 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 с учетом ТУ на ТП ООО «НКН-СТРОЙ» от 17.06.2022 № ИА- ИА-22-302-10999(201147) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 38,28 + 15,76 + 0 - 0 = 54,04 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 116,27 % (108,08 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ООО «НКН-СТРОЙ» от 17.06.2022 № ИА- ИА-22-302-10999(201147) согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 38,28 + 15,39 + 0 - 0 = 53,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 115,47 % (107,34 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сырово ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Сырово расчетный объем ГАО составит 7,19 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 53,67 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 31,73 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108,66 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,28 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,44 МВА)

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 31,73 + 1,44 + 0 - 0 = 33,17 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,6 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Трикотажная ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Трикотажная расчетный объем ГАО составит 3,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,17 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории г. Москвы по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории г. Москвы, отсутствуют.

## **2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России**

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

#### Установка ШПР 500 кВ на ПС 500 кВ Очаково и ПС 500 кВ Бескудниково.

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 ПАО «Энел Россия» Конаковская ГРЭС 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.

Согласно выводам II этапа внестадийной работы по титулу: «Проектно-изыскательские работы по установке СКРМ на ПС 220–500 кВ с учетом перевода участка ВЛ 220–500 кВ в кабельном исполнении на территории г. Москвы и Московской области» (том № 41.П020-г2) на период 2027 года предусматривается установка:

- ШР мощностью 180 Мвар на шинах 500 кВ ПС 500 кВ Очаково;
- линейного ШР мощностью 180 Мвар в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково на ПС 500 кВ Бескудниково;
- линейного ШР мощностью 180 Мвар в КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково на ПС 500 кВ Бескудниково.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

Комплексные технические решения по усилению электрической сети.

Перечень мероприятий в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Мероприятия в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ Москва-1	х	2030	ПАО «Россети»
2	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ Москва-1	х	2030	ПАО «Россети»
3	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ Нововоронежская до преобразовательной ПС 500 кВ Москва-1 пропускной способностью 1500 МВт, ориентировочной протяженностью 550 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	110 км	2030	ПАО «Россети»
4	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами мощностью 100 МВА каждый	2×100 МВА	2024	ПАО «Россети Московский регион»
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	2×15 км	2024	ПАО «Россети Московский регион»
6	Строительство ПС 220 кВ Красная с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	2×100 МВА	2025	ПАО «Россети Московский регион»
7	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Красная ориентировочной протяженностью 2,9 км каждая	2×2,9 км	2025	ПАО «Россети Московский регион»
8	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с заменой кабельной ошиновки ячеек 220 кВ и 110 кВ АТ-5 220/110/20 кВ с увеличением пропускной способности	х	2026	ПАО «Россети»
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	4×0,73 км	2025	ПАО «Россети Московский регион»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
10	Строительство ПС 220 кВ Ильино с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2×25 МВА	2027	ПАО «Россети Московский регион»
11	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Ильино ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	2×0,2 км	2027	ПАО «Россети Московский регион»

### Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории г. Москвы приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории г. Москвы

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 110 кВ Черкизово с заменой четырех трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	2×63 МВА	2027	ПАО «Россети Московский регион»
		2×25 МВА	2027	ПАО «Россети Московский регион»

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 Южная часть энергосистемы г. Москвы и Московской области

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за сечением, отделяющим южный энергорайон г. Москвы и Московской области от остальной энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также от энергосистемы Калужской области, энергосистемы Рязанской области и энергосистемы Тульской области (далее – сечение Южного энергорайона).

Сечение Южного энергорайона включает в себя ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная, ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с

отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская, ВЛ 220 кВ Дорохово – Кедрово, КВЛ 220 кВ Западная – Слобода I, II цепи, КВЛ 220 кВ Западная – Радищево, КВЛ 220 кВ Западная – Куркино, КВЛ 220 кВ Куркино – Герцево, КЛ 220 кВ Яшино – Новобратцево № 1, № 2, КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская № 1, № 2, КЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки № 1, № 2, КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1, № 2, КВЛ 220 кВ Перерва – Баскаково, КВЛ 220 кВ Борисово – Баскаково, ВЛ 220 кВ Жулебино – Восточная, КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1, № 2, ЛЭП 220 кВ Каскадная – Руднево 1, 2, КВЛ 220 кВ ЦАГИ – Ногинск, ВЛ 220 кВ Шибаново – Нежино, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Нежино I, II цепи, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Крона, ВЛ 220 кВ Михайловская – Осетр, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока, ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово, ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская, АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Новобратцево, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Ивановская (после реконструкции ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ), АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Гражданская, ШСЭВ 220 кВ ПС 220 кВ Центральная, а также электрические связи 110 кВ.

Основные показатели баланса мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Баланс мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	14082	14472	14806	15108	15333	15762
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	7586	7593	7602	8498	8498	8498
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в нормальной схеме	7400	7400	7400	7400	7400	7400
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в единичной ремонтной схеме	5700	5700	5700	5700	5700	5700
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	904	520	196	790	565	136
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-796	-1180	-1504	-910	-1135	-1564
С учетом мероприятий по усилению электрической сети, включая строительство заходов ВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино, строительство ЛЭП 220 кВ Дорохово – Созвездие, строительство ПС 500 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская и ЛЭП 220 кВ, а также перекоммутацию в ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Михайловская						
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в нормальной схеме	7600	7600	7600	8000	8400	8400
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в единичной ремонтной схеме	5900	5900	5900	6300	6700	6700

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	1104	720	396	1390	1565	1136
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-596	-980	-1304	-310	-135	-564

Анализ баланса мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в единичной ремонтной схеме 796–1564 МВт.

Согласно плану мероприятий (дорожная карта) по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации энергосистемы г. Москвы и Московской области планируется реализация следующих мероприятий:

- реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская (в 2025 году);

- строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино (в 2028 году);

- строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие (в 2028 году);

- строительство ПС 500 кВ в Тульской области с автотрансформаторами 500/220 кВ с заходами ЛЭП 220 кВ и сооружением заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снизит дефицит мощности за сечением Южного энергорайона в единичной ремонтной схеме до 564 МВт в 2030 году.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с учетом:

- планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

- существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;

- выявленного дефицита мощности за сечением Южного энергорайона;

- исчерпания эффективности развития сети переменного тока для покрытия оставшегося дефицита,

наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 564 МВт в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

При этом в условиях необходимости обеспечения возможности опережающего развития электроэнергетической инфраструктуры Московской агломерации для покрытия потребности в мощности вновь присоединяемых потребителей, в том числе жилищно-коммунального сектора, целесообразно обеспечить строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 1000 МВт в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, а

также передачу в дефицитный энергорайон мощности существующих и вновь сооружаемых генерирующих мощностей с использованием ППТ от Нововоронежской АЭС до г. Москвы в 2030 году.

Реализация ППТ позволит обеспечить экономию затрат на сооружение альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500–750 кВ, возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью использования пропускной способности электрической сети, передачу экологически чистой электрической энергии АЭС из избыточных частей ЕЭС России, возможность масштабировать реализованный проект с увеличением его пропускной способности.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.



### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы**

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

В таблице 14 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории г. Москвы, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 14 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории г. Москвы

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Комплексная жилая застройка с объектами инфраструктуры	АО СЗ «Рублево-Архангельское»	1,82	114,94	20 кВ	2024 с поэтапным набором мощности до 2030	ТЭС Лыково ПС 220 кВ Герцево
Более 50 МВт							
2	Центры обработки данных	ООО «Азбука Инвестиций»	0	99	10 кВ	2025	ПС 500 кВ Каскадная
3	Инновационный центр «Сколково»	НО Фонд развития Центра разработки и коммерциализации новых технологий (Фонд Сколково)	9,58	68,51	20 кВ	2024 2025	ПС 220 кВ Сколково ПС 220 кВ Союз
4	Комплексная жилая застройка	ООО «А101»	13,05	63,85	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Битца ПС 110 кВ Грач
5	Завод производства ячеек, модулей, паков и стационарных систем на основе литий-ионных ячеек 4 ГВтч в д. Красная Пахра, г. Москва	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	0	60	20 кВ	2024	новая ПС 220 кВ Красная
6	Центры обработки данных	ООО «ФСК-ЦОД»	0	60	20 кВ	2024	ТЭЦ-16
Более 20 МВт							
7	Комплексная жилая застройка с объектами инфраструктуры	АО «СЗ «ЛСР. Недвижимость-М»	30,7	49,3	20 кВ	2024 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 220 кВ Горьковская ПС 220 кВ Цимлянская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
8	Центр обработки данных	ООО «ИнвестСтройГрупп»	0	49	20 кВ	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 500 кВ Чагино
9	Линии и сети связи	ПАО «Россети Московский регион»	0	49	20 кВ	2024	ПС 500 кВ Очаково
10	Комплекс по глубокой переработке нефти (увеличение мощности)	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	0	48,51	220 кВ	2024	ПС 500 кВ Чагино ПС 220 кВ Капотня ТЭЦ-22 ПС 110 кВ Красково
11	Инновационный центр «Сколково»	НО Фонд развития Центра разработки и коммерциализации новых технологий (Фонд Сколково)	122,33	47,67	20 кВ	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 220 кВ Сколково ПС 220 кВ Союз
12	Комплексная застройка	ООО «А101»	6,068	42,142	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Хованская
13	Центр обработки данных	ООО «МТК-ЭНЕРГО»	0	40	10 кВ	2024	ТЭЦ-21
14	Индустриальный парк Руднево	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	0	40	10 кВ	2024	ПС 500 кВ Каскадная ПС 220 кВ Руднево
15	Проектируемая комплексная застройка	ООО «А101»	0	40	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Хованская
16	Спортивный комплекс «Олимпийский»	АО «Спортивный комплекс «Олимпийский»	0	40	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Абрамово ПС 220 кВ Красносельская; ПС 220 кВ Магистральная; ПС 220 кВ Мещанская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
17	Жилые дома с инженерными сетями и благоустройством территории и объектов инфраструктуры с адресным ориентиром ЮВАО, район Кузьминки, мкр. 117, 117а, 118, 118а, 119, в соответствии с разработанной КСИО МКС-КСИО-18-162-К117-ЭС.2 (Том 6.2.)	Московский фонд реновации жилой застройки	0	39,13	20 кВ	2024 2025 2027	ПС 220 кВ Перерва ПС 220 кВ Цимлянская
18	Головные объекты административно-делового центра в п. Коммунарка (I очередь)	Департамент развития новых территорий г. Москвы	1,61	38,39	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Бутово
19	Многофункциональный комплекс	АО «Северный порт»	0	37,86	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Яшино
20	Центр обработки данных	ООО УК «А класс капитал «Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	0	36	10 кВ	2024	ПС 500 кВ Бескудниково
21	Тяговая подстанция Кусково	ОАО «РЖД»	0	35,23	10 кВ	2024	ПС 110 кВ Выхино ПС 110 кВ Фрезер
22	Тяговая подстанция Вешняки	ОАО «РЖД»	0	35	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Цимлянская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
23	ТПС 20 кВ Митьково, «Организация пригородно-городского пассажирского железнодорожного движения на участке Крюково-Раменское (МЦД-3)». Этап 5.2 Строительство тяговой подстанции Митьково	ОАО «РЖД»	0	34	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Красносельская
24	Центр обработки данных	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»	16	32	10 кВ	2024	ТЭЦ-26
25	Тяговая ПС 20 кВ Молжаниново	ОАО «РЖД»	0	31	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Молжаниновка
26	Тяговая подстанция Лихоборы (НАТИ) («Строительство дополнительных V и VI путей на участке Москва – Алабушево под специализированное пассажирское сообщение»)	ОАО «РЖД»	0	31	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Мещанская
27	Объекты коммерческого назначения и торговли	ООО «СЗ «САМОЛЕТ-МАРЬИНО 1»	0	30	20 кВ	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	новая ПС 220 кВ Береговая ПС 220 кВ Хованская
28	Центр обработки данных	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 4»	10	30	10 кВ	2024	ТЭЦ-21

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
29	Тяговая подстанция Комсомольская (Москва – Каланчевская, новая), строящаяся по титулу «Строительство дополнительных V и VI путей на участке Москва – Алабушево под специализированное пассажирское сообщение» Этап 15. Усиление тягового и нетягового электроснабжения. Этап 15.1. Строительство тяговой подстанции Комсомольская (Каланчевская)	ОАО «РЖД»	0	29	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Красносельская
30	Административно-торговый комплекс: корпус А, корпус Б, ЦТП-1, корпус В (5 секций), корпус Г (Д), ЦТП-2	ООО «БАРУС»	16,9	28,6	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Пресня ПС 110 кВ МГУ ПС 110 кВ Сити

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
31	Тяговая подстанция Ховрино, реконструируемая по титулу: «Организация пригородно-городского пассажирского железнодорожного движения на участке МЦД-3 Крюково – Раменское Этап 25. Реконструкция тяговой подстанции Ховрино»	ОАО «РЖД»	0	26,1	10 кВ	2024	ПС 220 кВ Левобережная
32	Тяговая ПС 10 кВ Солнечная	ОАО «РЖД»	0	25,59	10 кВ	2024	ПС 220 кВ Говорово
33	Многофункциональный жилой комплекс ЖК «Баланс»	АО «БАЛАНС-СПЕЦЗАСТРОЙЩИК»	0	24,85	10 кВ	2024 2025	ПС 110 кВ Выхино ПС 110 кВ Карачарово ПС 110 кВ Чухлинка
34	ПС 110 кВ Царицыно (тяговая нагрузка)	ОАО «РЖД»	0	24,63	110 кВ	2024	ПС 220 кВ Чертаново ПС 110 кВ Кожухово
35	Жилые дома с инженерными сетями и благоустройством территории и объекты инфраструктуры с адресным ориентиром г. Москва, ЮЗАО, район Зюзино кв. 40, 41, 42, в соответствии с разработанной КСИО МКС-КСИО-18-162-340-ЭС.1 (Том 6.1.)	Московский фонд реновации жилой застройки	0	24,02	10 кВ	2025	ПС 220 кВ Академическая ПС 110 кВ Сумская
36	Центр обработки данных	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»	0	24	10 кВ	2024	ТЭЦ-26

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
37	ТПС 20 кВ Беговая («Организация пригородно-городского пассажирского железнодорожного движения на участке Апрелька – Железнодорожная (МЦД-4). Этап XXII «Строительство тяговой подстанции Беговая»)	ОАО «РЖД»	0	22,77	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Ваганьковская
38	Многофункциональная комплексная жилая застройка с подземной автостоянкой, торговый центр, 2 ДОО (Дошкольные образовательные учреждения), 1 ООУ (Общеобразовательное учреждение) рекламное название «ОСТРОВ»	ООО «ДС Строй»	0	22,56	20 кВ	2024	ПС 220 кВ Ваганьковская ПС 220 кВ Золотаревская ПС 220 кВ Мневники



№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
39	2 этапа реализации 2 этапа реализации подэтапов 2.2, 2.3, 2.4 и 2.5 строительства жилых домов и объектов общественного назначения на территории: ЮЗАО, район Черемушки кв. 20-21, 22-23 (в соответствии с утвержденной КСИО МКС-КСИО-18-162-Ч20-ЭС.1 (Том 6.1.))	Московский фонд реновации жилой застройки	0	22,09	10 кВ	2024 с поэтапным набором мощности до 2030	ПС 220 кВ Академическая; ПС 110 кВ Зюзино ПС 110 кВ Семеновская
40	Комплекс объектов на земельном участке	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»	0	22	10 кВ	2024	ПС 220 кВ Сигма
41	Комплекс объектов электросетевого хозяйства	ООО «Специализированный застройщик «Самолет-Молжаниново»	0	21,92	10 кВ	2024 2026 2028	ПС 220 кВ Молжаниновка

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
42	Жилые дома с инженерными сетями и благоустройством территории и объектов инфраструктуры с адресным ориентиром ЮВАО, район Кузьминки, мкр. 115, 116, 121, в соответствии с разработанной КСИО МКС-КСИО-18-162-К115-ЭС.1 (Том 6.1.)	Московский фонд реновации жилой застройки	0	21,74	10 кВ	2025	ПС 110 кВ Выхино; ПС 110 кВ Карачарово ПС 110 кВ Чухлинка
43	Тяговая ПС 220 кВ Сахарово (Мачихино)	ОАО «РЖД»	0	20,43	220 кВ	2024	ПС 220 кВ Заводская; ПС 220 кВ Бугры
44	Торгово-офисно-гостиничный комплекс	ООО «Компания КЕБЪ»	19,85	20,15	10 кВ	2024	ПС 110 кВ Теплый Стан
45	Индустриальный парк «Руднево 8»	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	0	20	10 кВ	2024	ПС 500 кВ Каскадная ПС 220 кВ Руднево
46	Завод по производству микроэлектроники	ООО «НМ-ТЕХ»	0	20	10 кВ	2025	ПС 220 кВ Сигма
47	Центр обработки данных	ООО «Бирпарк»	0	20	10 кВ	2026	ТЭЦ-26
48	Центр обработки данных	ООО «Сеть дата-центров «Селектел»	0	20	10 кВ	2024	ПС 500 кВ Бескудниково
49	Земельный участок с нежилым строением	ФГУП «ТТЦ «Останкино»	0	20	10 кВ	2024	ПС 220 кВ Владыкино
50	Многофункциональный комплекс с жилой и бизнес-инфраструктурой «Северный речной порт»	ООО «Специализированный застройщик «МД Проект»	0	20	20 кВ	2027 2028 2029	ПС 220 кВ Новобратцево

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
51	Тяговая подстанция «Марк», реконструируемая по титулу: МЦД-1 «Одинцово-Лобня», Этап 18.6 «Реконструкция тяговой подстанции Марк. Установка дополнительного тягового выпрямительного агрегата для II этапа организации движения»	ОАО «РЖД»	0	20	10 кВ	2026	ПС 220 кВ Щедрино

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве за период 2025–2030 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	125051	124278	125645	127506	129518	131531	132689
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-773	1367	1861	2012	2013	1158
Годовой темп прироста, %	–	-0,62	1,10	1,48	1,58	1,55	0,88
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	122349	121576	122943	124804	126816	127479	128637
Годовой темп прироста, %	–	-0,63	1,12	1,51	1,61	0,52	0,91
<i>г. Москва</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	60024	59180	60647	61674	62738	63209	63880
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-844	1467	1027	1064	471	671
Годовой темп прироста, %	–	-1,41	2,48	1,69	1,73	0,75	1,06
Доля потребления электрической энергии г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	48,0	47,6	48,3	48,4	48,4	48,1	48,1

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Москвы и Московской области прогнозируется на уровне 132689 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,59 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области прогнозируется в 2029 году и составит 2013 млн кВт·ч или 1,55 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 773 млн кВт·ч или 0,62 %.

Потребление электрической энергии по территории г. Москвы прогнозируется на уровне 63880 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,95 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории г. Москвы прогнозируется в 2026 году и составит 1467 млн кВт·ч или 2,48 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 844 млн кВт·ч или 1,41 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории г. Москвы учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста по территории г. Москвы представлены на рисунке 5.

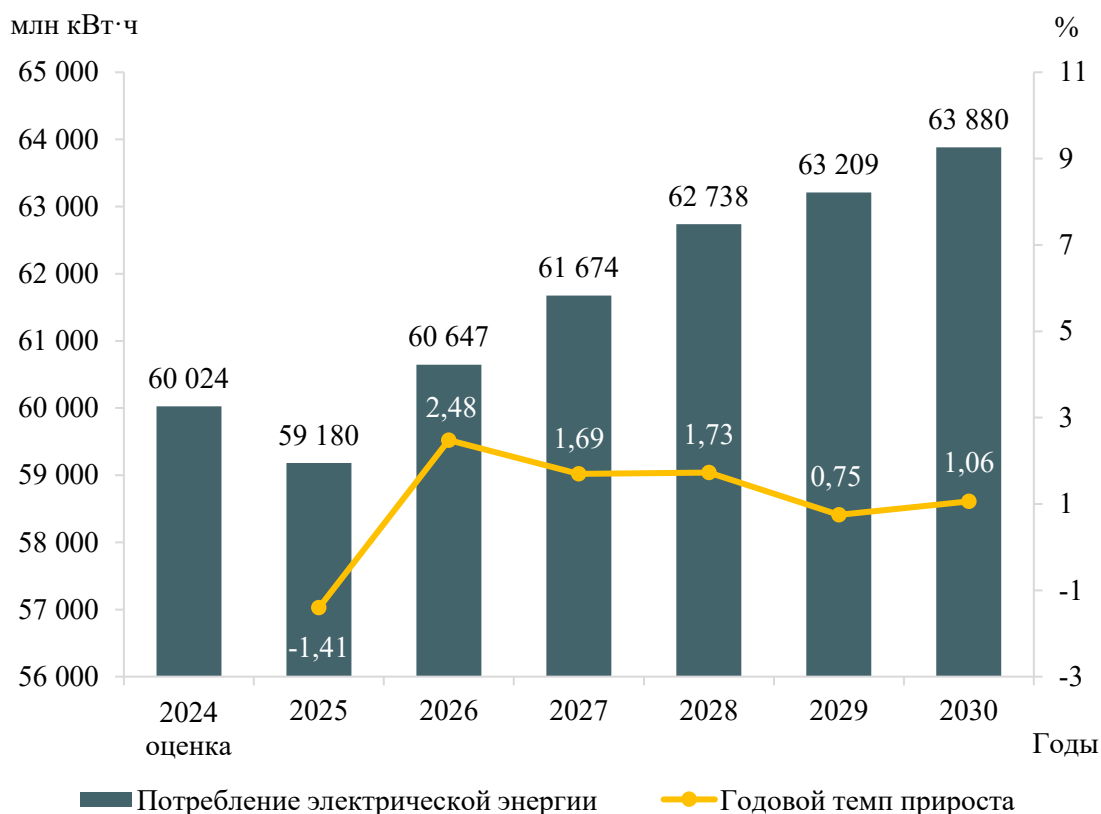


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии по территории г. Москвы и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии г. Москвы обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления населением и приравненных к нему потребителей, связанное с ростом объемов жилищного строительства;
- ростом потребления в сфере услуг;
- развитием транспортной системы города.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, в том числе по г. Москве, на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	20450	20820	21190	21510	21850	22140	22440
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	370	370	320	340	290	300
Годовой темп прироста, %	–	1,81	1,78	1,51	1,58	1,33	1,36
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	5983	5839	5802	5802	5804	5758	5732
<i>г. Москва</i>							
Потребление мощности г. Москвы на час максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	10120	10370	10590	10790	10980	11170	11350
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	250	220	200	190	190	180
Годовой темп прироста, %	–	2,47	2,12	1,89	1,76	1,73	1,61
Доля потребления мощности г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	49,5	49,8	50,0	50,2	50,3	50,5	50,6
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5931	5707	5727	5716	5714	5659	5628

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области к 2030 году прогнозируется на уровне 22440 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,81 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 370 МВт или 1,81 %, что обусловлено планируемым вводом объектов сферы услуг и жилищных комплексов, наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 290 МВт или 1,33 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5732 ч/год.

Потребление мощности г. Москвы к 2030 году прогнозируется на уровне 11350 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,34 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 250 МВт или 2,47 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 180 МВт или 1,61 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Москвы на перспективу в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования потребления мощности прогнозируется в 2030 году на уровне 5628 ч/год против 5707 ч/год в 2025 году.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Москвы более разуплотненный, чем годовой режим энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом.

Динамика изменения потребления мощности г. Москвы и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

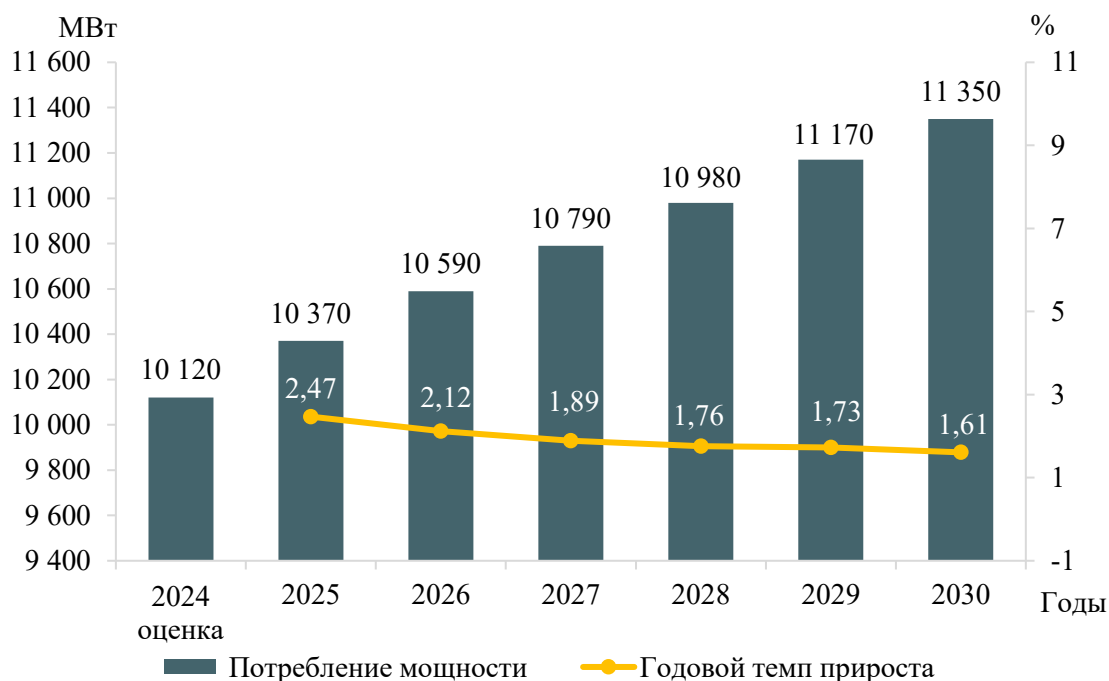


Рисунок 6 – Прогноз потребления мощности г. Москвы и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 45 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в 2030 году составит 10678,5 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, представлена на рисунке 7.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	10633,5	10633,5	10640,5	10678,5	10678,5	10678,5	10678,5
ГЭС	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
ТЭС	10597,4	10597,4	10604,4	10642,4	10642,4	10642,4	10642,4

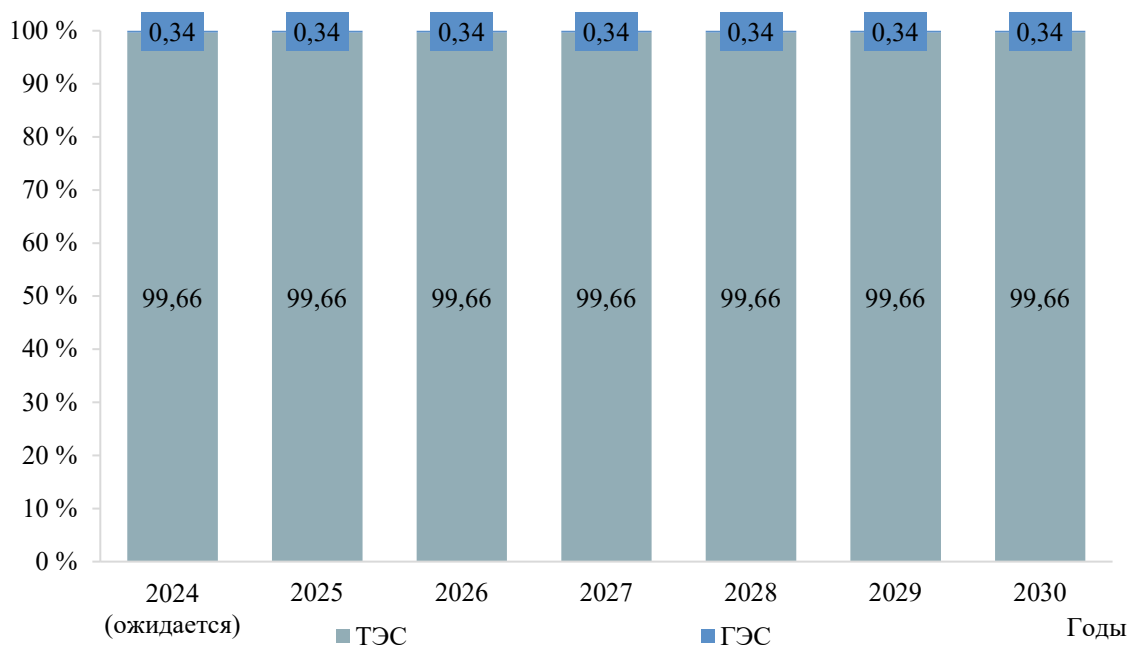


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы

Перечень действующих электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.



#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы**

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории г. Москвы не требуются.

##### **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 г. Москвы**

В таблице 18 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории г. Москвы.

Таблица 18 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории г. Москвы

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»	ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1»	–	30
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220/20 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый		220	км	–	–	2×15	–	–	–	–	30		ООО «СЗ «Марьино»	–	5,714
3	Строительство и ввод в работу ПС 220/20 кВ Красная (ПС 220 кВ Варварино) с установкой двух трансформаторов напряжением 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	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 АО «ОЭЗ «Технополис Москва», ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр»	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	–	40,0 20,0
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Красная (ПС 220 кВ Варварино) ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый		220	км	2×2,9	–	–	–	–	–	–	5,8		ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр»	–	2,0 5,0
5	Строительство ПС 220 кВ КГПН (ГПП-4) с двумя трансформаторами 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Газпромнефть-МНПЗ»	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	–	48,51
6	Строительство двух КЛ 220 кВ Капотня – КГПН ориентировочной протяженностью 2 км каждая		220	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4				
7	Реконструкция ПС 220 кВ Нефтезавод с установкой второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА		220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125				
8	Строительство КЛ 220 кВ Нефтезавод – КГПН ориентировочной протяженностью 3 км		220	км	3	–	–	–	–	–	–	3				
9	Строительство подстанции ПС 220 кВ Молжаниновка-тяговая с установкой двух трансформаторов напряжением 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый.	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РЖД»	АО «РЖД»	–	31,0

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
10	Строительство двух КЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Молжаниновка до ПС 220 кВ Молжаниновка-тяговая ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	2×0,13	–	–	–	–	–	–	0,26				
11	Сооружение ПС 220 кВ Саларьево с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ОЭК»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	–	200	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Специализированный застройщик «ЛСР. Недвижимость-М», ОАО «РЖД», ООО «СЗ Саларьево»	АО «СЗ «ЛСР. Недвижимость-М»	0	16,99
12	Строительство кабельных заходов КЛ 220 кВ Никулино – Хованская № 1, № 2 на ПС 220 кВ Саларьево ориентировочной протяженностью 5,38 км каждый		220	км	–	4×5,38	–	–	–	–	–	–	21,52		ООО «СЗ Саларьево»	–	1,2
13	Строительство КЛ 220 кВ Никулино – Хованская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 17,4 км каждая		220	км	–	2×17,375	–	–	–	–	–	–	34,75		ОАО «РЖД»	–	19,66
14	Строительство ПС 220 кВ Сахарово с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,428
15	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Заводская – Бугры на ПС 220 кВ Сахарово ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,2	–	–	–	–	–	–	0,4				
16	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Руднево – ТЭЦ-23 на ГТЭС Городецкая ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	–	0,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Росмикс»	ООО «Росмикс»	–	226,9
17	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Руднево – Восточная на ГТЭС Городецкая ориентировочной протяженностью 0,32 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×0,32	–	–	–	–	–	–	–	0,64				
18	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	4×0,73	–	–	–	–	–	–	2,92	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Азбука Инвестиций»	ООО «Азбука Инвестиций»	–	2×49,5
19	Реконструкция КЛ 220 кВ Бутырки – Центральная ориентировочной протяженностью 0,32 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	0,32	–	–	–	–	–	–	–	0,32	Обеспечение технологического присоединения потребителей МВД России, ООО «СЗ «МД Проект»	МВД России	–	16,575
															ООО «СЗ «МД Проект»	–	20

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
20	Реконструкция ПС 110 кВ Зюзино 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 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный Застройщик «Гартея»	ООО «Специализированный Застройщик «Гартея»	–	4,98
21	Реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки 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 технологического присоединения потребителя АО «Мосинжпроект»	АО «Мосинжпроект»	–	3,9
22	Реконструкция ПС 110 кВ Лебедево 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. 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 технологического присоединения потребителей Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства, ООО «Леруа Мерлен Восток», ООО «СИНИКОН», ООО «Вайлдберриз», ООО «Март», ЖСК «Протон»	Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства	4,81	2,28
														ООО «Леруа Мерлен Восток»	–	1,1
														ООО «СИНИКОН»	–	1,86
														ООО «Вайлдберриз»	–	2,0
														ООО «Март»	–	1,0
														ЖСК «Протон»	–	0,91
23	Реконструкция ПС 110 кВ Леоново, с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 и Т-2 110/35/10 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 ООО КОМПАНИЯ «НОРКПАЛМ»	ООО КОМПАНИЯ «НОРКПАЛМ»	–	1

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
24	Реконструкция ПС 110 кВ Мазилово 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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «СЗ Смайнкс Вест Гарден»	Московский фонд реновации жилой застройки	–	15,97
														ООО «СЗ Смайнкс Вест Гарден»	6,02	5,84
25	Реконструкция ПС 110 кВ Немчиновка 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 80 МВА каждый	АО «Мособлэнерго» ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «СЗ «Гермесстрой», ОАО «РЖД»	Московский фонд реновации жилой застройки	–	1,65
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	1,317
														ООО «СЗ «Гермесстрой»	–	2,10
														ОАО «РЖД»	–	4,51
26	Реконструкция ПС 110 кВ Солнцево 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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик Земельные активы», Московский фонд реновации жилой застройки	ООО «Специализированный застройщик Земельные активы»	–	10,52
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	6,803
27	Реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НКН-СТРОЙ»	ООО «НКН-СТРОЙ»	–	2,7

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
28	Реконструкция КВЛ 110 кВ Баскаково – Косино II цепь ориентировочной протяженностью 2,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2,3	–	–	–	–	–	–	2,3	Обеспечение технологического присоединения потребителя Московский фонд реновации жилой застройки	Московский фонд реновации жилой застройки	–	21,74
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	13,3
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	6,77
29	Реконструкция КВЛ 110 кВ Косино – Выхино II цепь ориентировочной протяженностью 2,23 км с увеличением пропускной способности воздушного участка	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2,23	–	–	–	–	–	–	2,23	Обеспечение технологического присоединения потребителя Московский фонд реновации жилой застройки	Московский фонд реновации жилой застройки	–	21,74
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	13,3
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	6,77
30	Реконструкция КЛ 110 кВ Метростроевская – Стромынка № 1 с заменой кабеля ориентировочной протяженностью 0,85 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	0,85	–	–	–	–	–	–	0,85	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик Глобал Групп», Московский фонд реновации жилой застройки, АО «Москапстрой», ООО «СЗ «Лайф Богородское», ООО «СЗ «Три Эс Констракшн. ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	ООО «СЗ Глобал Групп»	–	7,99
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	5,92
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	8,33
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	11,806
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	3,12
														АО «Москапстрой»	5,77	3,16
														ООО «СЗ «Лайф Богородское»	–	11,47
														ООО «СЗ «Три Эс Констракшн»	–	2,8
														ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	–	0,9
31	Реконструкция КЛ 110 кВ Метростроевская – Стромынка № 2 с заменой кабеля ориентировочной протяженностью 0,85 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	0,85	–	–	–	–	–	–	0,85	Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, АО «Москапстрой», ООО «СЗ «Три Эс Констракшн, ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	Московский фонд реновации жилой застройки	–	3,12
														АО «Москапстрой»	5,77	3,16
														ООО «СЗ «Три Эс Констракшн»	–	2,8
														ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	–	0,9
32	Реконструкция с перезаводом КВЛ 110 кВ Хлебниково – Лианозово I, II цепь с ПС 220 кВ Хлебниково на ПС 500 кВ Бескудниково с присоединением к двум резервным ячейкам КРУЭ 110 кВ ПС 500 кВ Бескудниково с образованием новых КВЛ 110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×1,89	–	–	–	–	–	–	3,78	Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «СЗ «ЛСР. РАЗВИТИЕ», АО «СЗ «МСК Илимская-1», ООО «СЗ «Перспективные решения»	Московский фонд реновации жилой застройки	–	5,907
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	2,9
														ООО «СЗ «ЛСР. РАЗВИТИЕ»	–	4,99
														АО «СЗ «МСК Илимская-1»	2,359	4,144

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
	Бескудниково – Лианозово I, II цепь ориентировочной протяженностью 1,89 км													ООО «СЗ «Перспективные решения»	–	8,69
33	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы I, II цепь ориентировочной протяженностью 6,995 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×6,995	–	–	–	–	–	–	13,99	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Агрокомбинат «Московский», Физ. лицо	АО «Агрокомбинат «Московский»	–	7,2
														Физ. лицо	–	1,5
34	Строительство ПС 220 кВ Рязановская с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ	АО «ОЭЖ»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ ФСК Юг»	–	19,27 13,09	
35	Строительство КЛ 220 кВ Битца – Рязановская № 1, № 2	АО «ОЭЖ»	220	х	–	–	–	х				х				

### **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 19.



Таблица 19 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково 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
2	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	2×180	–	–	–	360	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
3	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ Москва-1	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 3. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № бпр
4	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ Москва-1	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 3. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № бпр
		ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	
5	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ Нововоронежская до преобразовательной ПС 500 кВ Москва-1 пропускной способностью 1500 МВт, ориентировочной протяженностью 550 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	110	110	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 3. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № бпр
6	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×100	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»
7	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×15	–	–	–	30	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
8	Строительство ПС 220 кВ Красная с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	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 АО «ОЭЗ «Технополис Москва», ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр»
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Красная ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×2,9	–	–	–	–	5,8	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 АО «ОЭЗ «Технополис Москва», ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр»
10	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с заменой кабельной ошиновки ячеек 220 кВ и 110 кВ АТ-5 220/110/20 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
		ПАО «Россети»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	
11	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	2,92	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Азбука Инвестиций»
12	Строительство ПС 220 кВ Ильино с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	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
13	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Ильино, ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×0,2	–	–	–	0,4	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
14	Реконструкция ПС 110 кВ Черкизово с заменой четырех трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	Реновация основных фондов

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
	каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый		110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	Реновация основных фондов

**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, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 (150) кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 220 кВ Владыкино с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 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 Лебедево 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. 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 потребителей Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства, ООО «Леруа Мерлен Восток», ООО «Синикон», ЖСК «Протон», ООО «МАРТ», ООО «Вайлдберриз»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Десна 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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Зюзино 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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×80	–	–	–	–	160	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный Застройщик «Гартея»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки 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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Мосинжпроект»
6	Реконструкция ПС 110 кВ Мазилово 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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «СЗ Смайнэкс Вест Гарден»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
7	Реконструкция ПС 110 кВ Солнцево 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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ Земельные активы», Московский фонд реновации жилой застройки
8	Реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6кВт мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «НКН-СТРОЙ»
9	Реконструкция ПС 110 кВ Трикотажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 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 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**

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети г. Москвы, 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) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 23.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 22.12.2023 № 31@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@;

3) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 06.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]);

5) объектов-аналогов.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

– 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 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 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 %).



## **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 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы 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 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории г. Москвы осуществляют свою деятельность 23 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Московский регион» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 58 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Москвы) и АО «ОЭК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 36 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Москвы).

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 г. Москвы на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];
- 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 [7].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

---

<sup>1</sup> Приказы Департамента экономической политики и развития города Москвы от 28.11.2022 № 466-ТР и № 467-ТР.

амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 гг. процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Департамента экономической политики и развития города Москвы от 27.12.2023 № ДПП-ТР-405/23

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

«Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям города Москвы на 2024–2028 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО г. Москвы, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей г. Москвы, 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 г. Москвы, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в г. Москва, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 22.

---

<sup>3</sup> Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Таблица 22 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	8 %	6 %	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	-1,7 %	2,6 %	1,6 %	1,7 %	0,8 %	1,1 %

### 7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

- объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

- объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО г. Москвы представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО г. Москвы (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	35190	32856	26447	26046	25642	25642
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	4779	3258	805	404	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	88869	53695	39769	54323	20008	20008

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы 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 24 и на рисунке 8.

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 24 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	124,5	131,3	136,9	141,8	146,8	152,3
НВВ	млрд руб.	136,0	140,9	135,8	134,3	134,5	131,9
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	11,5	9,57	-1,1	-7,5	-12,3	-20,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,78	2,86	2,93	2,98	3,07	3,15
Среднегодовой темп роста	%	–	103	103	102	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,04	3,07	2,91	2,83	2,81	2,73
Среднегодовой темп роста	%	–	101	95	97	99	97
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,26	0,21	-0,02	-0,16	-0,26	-0,42

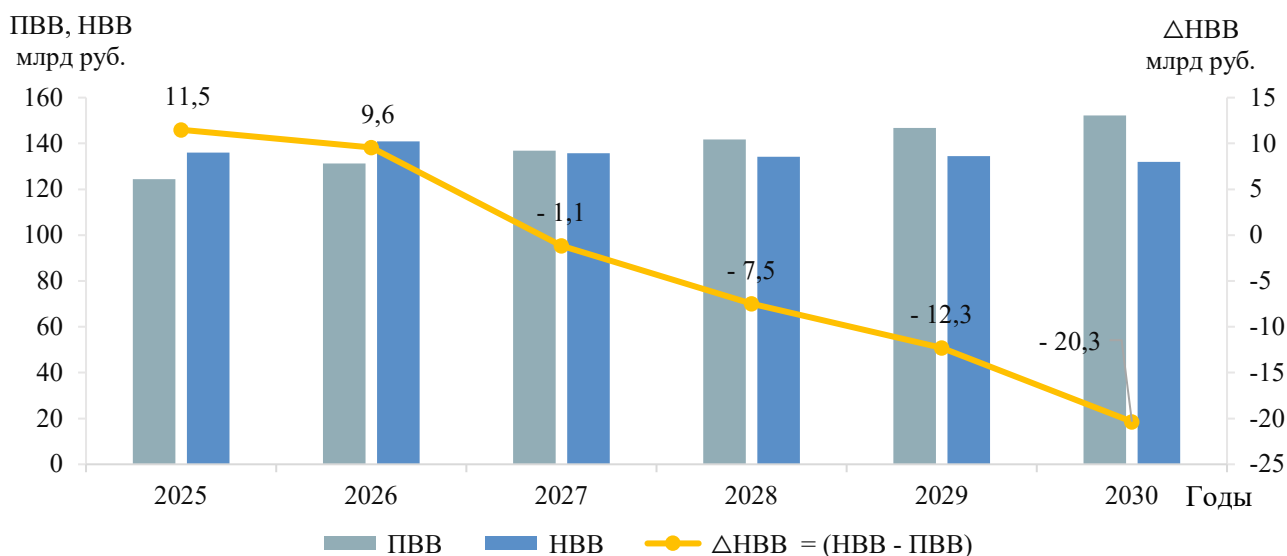


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО г. Москвы 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 г. Москвы 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 (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 гг. составляет 28,2–95,0 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

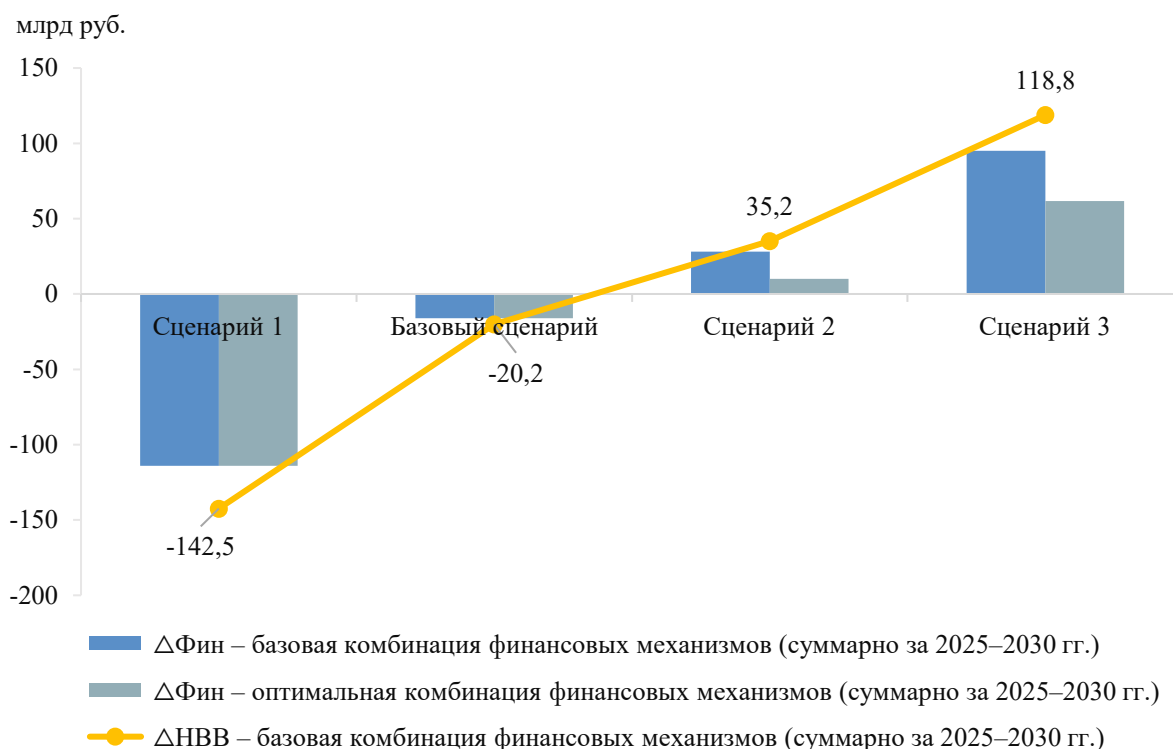


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории г. Москвы

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 гг.)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	45 %	45 %



Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	37 %	48 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 25) и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию г. Москвы, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования г. Москвы, 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 г. Москвы оценивается в 2030 году в объеме 63880 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,95 %.

Потребление мощности г. Москвы к 2030 году увеличится и составит 11350 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,34 %.

Годовое число часов использования потребления мощности г. Москвы в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5628 – 5727 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 45 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в 2030 году составит 10678,5 МВт.

Всего по г. Москве за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 238,21 км, трансформаторной мощности 2643 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 30.08.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 30.08.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 30.08.2024).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 30.08.2024).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 30.08.2024).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 30.08.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 30.08.2024).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 - Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года на территории г. Москва

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					01.01.2024									
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема г. Москвы и Московской области, территория г. Москвы														
ТЭЦ-8 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		6	T-105/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		7	T-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	T-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9	T-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		10	P-35/50-130/13		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		11	T-110/120-130-5	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Установленная мощность, всего		-	-	-	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0		
ТЭЦ-9 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	ГТЭ-65		64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	
		4	ПТ-60-130/22		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	ПТ-70-130/13		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		7	ПТ-80/100-130/13	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
Установленная мощность, всего		-	-	-	274,8	274,8	274,8	274,8	274,8	274,8	274,8	274,8		
ТЭЦ-11 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		7	T-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		8	T-116/125-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		10	ПТ-80/100-130/13	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
Установленная мощность, всего		-	-	-	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0		
ТЭЦ-12 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут, дизельное топливо										
		5	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	T-116/125-130-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		9	ПТ-90/100-130/13-1М		90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	
		ГТ-1А, П-1Б	ПГУ-1	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6		
Установленная мощность, всего		-	-	-	611,6	611,6	611,6	611,6	611,6	611,6	611,6	611,6		
ТЭЦ-16 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут, дизельное топливо										
		5	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	T-110/125-130-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	ПГУ-420	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0		
Установленная мощность, всего		-	-	-	651,0	651,0	651,0	651,0	651,0	651,0	651,0	651,0		
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут, дизельное топливо										
		6	T-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		7	T-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	T-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9	T-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		10	T-100-130	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					01.01.2024									
					Установленная мощность (МВт)									
		11	ПГУ		445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0		
ТЭЦ-21 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»													
		1	T-110/120-130-5	Газ, мазут	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		2	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	T-116/125-130-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		5	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	T-110-130		100,0	100,0	100,0	100,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Модернизация в 2027 г.
		7	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		8	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		9	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		10	T-110/120-130/4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		11	ПГУ-450Т		425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1765,0	1765,0	1765,0	1765,0	1775,0	1775,0	1775,0	1775,0		
ТЭЦ-23 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»													
		1	T-110/120-130-5	Газ, мазут	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		2	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-110-130		100,0	100,0	100,0	100,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Модернизация в 2027 г.
		4	T-110/120-12,8 ПР2		100,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Перемаркировка 14.05.2024
		5	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		6	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		7	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	Модернизация в 2027 г.
		8	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1420,0	1430,0	1430,0	1430,0	1449,0	1449,0	1449,0	1449,0		
ТЭЦ-25 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»													
		1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		бл. 3	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	Модернизация в 2027 г.
		бл. 4	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	257,0	257,0	257,0	257,0	257,0	257,0	Модернизация в 2026 г.
		бл. 5	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		бл. 6	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		бл. 7	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1370,0	1370,0	1370,0	1377,0	1386,0	1386,0	1386,0	1386,0		
ТЭЦ-26 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»													
		1	ПТ-90/100-130/13-1М ЛМЗ	Газ, мазут	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0		
		2	ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		4	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		5	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		6	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		7	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		8	ПГУ		420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1840,9	1840,9	1840,9	1840,9	1840,9	1840,9	1840,9	1840,9		
ГЭС-1	ПАО «Мосэнерго»													
		26	P-10(12)-26/1.2	Газ, мазут	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
		27	P-10(12)-26/1.2		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		28	P-10(12)-26/5		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		29	P-12-3,4/0,1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		30	P-18(25)-26/1.2		18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
		31	ПТ-16-3.4/0.6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ГТЭС «Постниково»	КП «МЭД»			Газ									
		1	SGN-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		2	SGN-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	
ГТЭС «Коломенское»	ООО «ВТК-инвест»			Газ									
		1	ГТУ SGT-800		45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	
		2	ГТУ SGT-800		45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	
		3	ГТУ SGT-800	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	
ГТЭС «Терешково»	ООО «РОСМИКС»			Газ									
		1-4	ПГУ		170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	
ГПЭС «Люберцы» (Мини-ТЭС Люберцы)	ООО «ЕФН ЭкоСервис»			Биогаз									
		1	JMS 620 GS-B/N.LC.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
		2	JMS 620 GS-B/N.LC.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
		3	JMS 620 GS-B/N.LC.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
		4	JMS 620 GS-B/N.LC.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
		5	JMS 620 GS-B/N.LC.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	
ТЭЦ Спецзавод №3 (Мусоросжигательный з-д №3)	ОАО «ЕФН МСЗ 3»			ТБО, газ									
		–	ТМ 10000		10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	
ОП Руднево	ООО «Хартия»			ТБО, газ									
		1	П-6-1,6/0,5 КТЗ		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	П-6-1,6/0,5 КТЗ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
МТЭС «Курьяново» (Мини-ТЭС «Курьяново»)	ООО «ЕФН ЭкоСервис»			Газ									
		1	JMS 620 GS-B/N.L.		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
		2	JMS 620 GS-B/N.L.		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
		3	JMS 620 GS-B/N.L.		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
		4	JMS 620 GS-B/N.L.		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
		5	JMS 620 GS-B/N.L.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	Уточнение 01.08.2024
ПЭГА ГРП Южная	ЗАО «Экогазэнерго-М»			Перепад давления газа									
		1	ПЭГА-УН-300/Т		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
		2	ПЭГА-БИС/600		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
		3	ПЭГА-БИС/600		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
		4	ПЭГА-БИС/600	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	
ТЭС Международная	ООО «Ситиэнерго»			Газ									
первая очередь		1-3	ПГУ-116		116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0
вторая очередь		4-6	ПГУ		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	
Сходненская ГЭС №193	ФГБУ «Канал имени Москвы»			–									
		1-2	Френсиса F122 (ПЛ, вертикальная, подвесная)		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					01.01.2024	Установленная мощность (МВт)							
Карамышевская ГЭС №194	ФГБУ «Канал имени Москвы»			-									
		1-2	Каплан (пропеллерная, вертикальная)		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		-	-		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Перервинская ГЭС №195	ФГБУ «Канал имени Москвы»			-									
		1-2	Каплан К-70		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		-	-		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	



**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 г. Москвы

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой ШР 500 кВ, мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	1×180	–	–	–	180	2027	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений	1068,95	1068,95
2	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	2×180	–	–	–	360	2027	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений	1592,17	1592,17
3	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ Москва-1	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 3. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № 6пр	10616,75	10616,75

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
4	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ЛЭП 220–500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ Москва-1	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 3. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № 6пр	8466,29	8466,29
				ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	–	х	х		–	3287,52
5	Воронежской области, Липецкой области, Тульской области, г. Москвы и Московской области	Воронежская область, Липецкая область, Тульская область, Московская область, г. Москва	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ Нововоронежская до преобразовательной ПС 500 кВ Москва-1 пропускной способностью 1500 МВт, ориентировочной протяженностью 550 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	–	550	550	–	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 3. Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 18.07.2024 № 6пр	136067,81	136067,81

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
6	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	–	2×100	–	–	–	200	2024 <sup>3)</sup>	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	1788,77	1788,77
7	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×15	–	–	–	30	2024 <sup>3)</sup>	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	4441,87	4441,87
8	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Красная с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	2025 <sup>3)</sup>	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	5007,31	5007,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
9	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Красная ориентировочной протяженностью 2,9 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×2,9	–	–	–	–	5,80	2025 <sup>3)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
10	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с заменой кабельной ошиновки ячеек 220 кВ и 110 кВ АТ-5 220/110/20 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	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	4,57	4,57
				ПАО «Россети»	110	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	5,15
11	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	2,92	2025 <sup>3)</sup>	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	75,61	53,53

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
12	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Ильино с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	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	2633,33	2633,33
13	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Ильино ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	2×0,2	–	–	–	0,4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	29,46	29,46
14	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 220 кВ Владыкино с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 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	970,95	970,95

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
15	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Лебедево 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	2024	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	1824,34	1073,43

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
16	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Черкизово с заменой четырех трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	2027	Реновация основных фондов	2710,07	2562,56
					110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	2027			
17	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Десна 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	461,12	461,12	
18	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Зюзино 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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×80	–	–	–	160	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	554,78	554,78	

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
19	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки 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	2024 <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1095,85	1095,70
20	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Мазилово 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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	471,9	471,90
21	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Солнцево 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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	471,9	471,90



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
22	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	2025 <sup>3)</sup>	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	529,34	529,34
23	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Трикотажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 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 существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	527,79	527,79

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030				

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – 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 периоде, предшествующем 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, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, с учетом решений, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3<sup>3)</sup> Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.