

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА Г. МОСКВЫ И МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 1

ГОРОД МОСКВА

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	23
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	23
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых предприятий	23
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	23
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	35
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	35
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	35
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	35
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	37
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	38
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	38

3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	46
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	47
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	49
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	51
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	51
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	51
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	57
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.....	59
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	61
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	62
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	63
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	72
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	73
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	74
	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	78

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
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
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
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
ЛЭП	–	линия электропередачи
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
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шунтирующий реактор
$S_{длн}$	–	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 2024–2029 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 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребности 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 и по Московской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 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 2029 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 2029 года, в том числе:

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

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

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 энергосистемы

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 01.01.2023 составила 10748,5 МВт, в том числе: ГЭС – 36,0 МВт, ТЭС – 10712,4 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	10758,1	–	9,6	–	–	10748,5
ГЭС	36,0	–	–	–	–	36,0
ТЭС	10722,0	–	9,6	–	–	10712,4

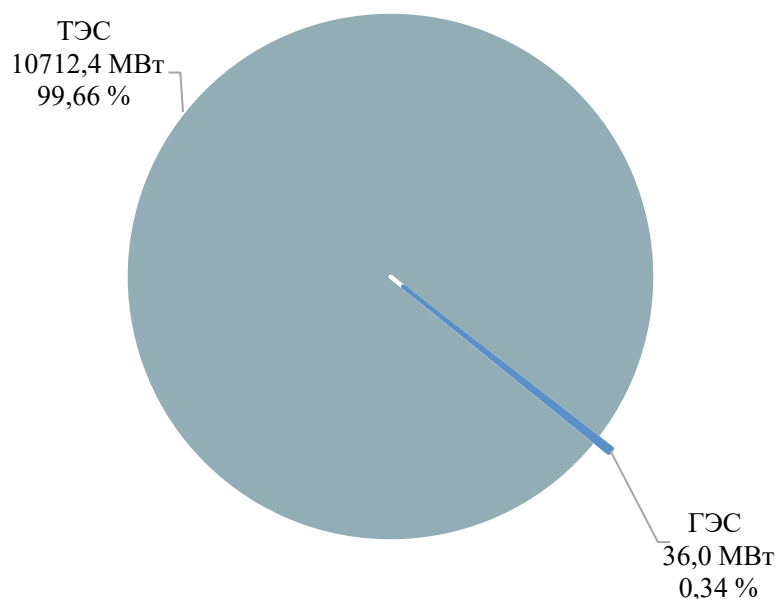


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, по состоянию на 01.01.2023

1.4 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 приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	108212	107694	106234	115485	117383
Годовой темп прироста, %	2,62	-0,48	-1,36	8,71	1,64
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	105650	105257	103778	112940	114807
Годовой темп прироста, %	2,74	-0,37	-1,41	8,83	1,65
Максимум потребления мощности, МВт	17505	17353	17205	19488	18665
Годовой темп прироста, %	-1,93	-0,87	-0,85	13,27	-4,22
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6035	6066	6029	5796	6151
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	20.12 17:00	23.01 18:00	10.12 18:00	22.12 17:00	13.01 17:00

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Среднесуточная ТНВ, °С	-9,7	-16,2	-9,1	-21,5	-14,6
<i>г. Москва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	53229	52598	50662	54952	55426
Годовой темп прироста, %	2,30	-1,19	-3,68	8,47	0,86
Доля потребления электрической энергии г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	49,2	48,8	47,7	47,6	47,2
Потребление мощности (совмещенное) г. Москвы на час прохождения максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	9010	8843	8480	9621	9322
Годовой темп прироста, %	-1,30	-1,85	-4,10	13,46	-3,11
Доля потребления мощности г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	51,5	51,0	49,3	49,4	49,9
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5908	5948	5974	5712	5946

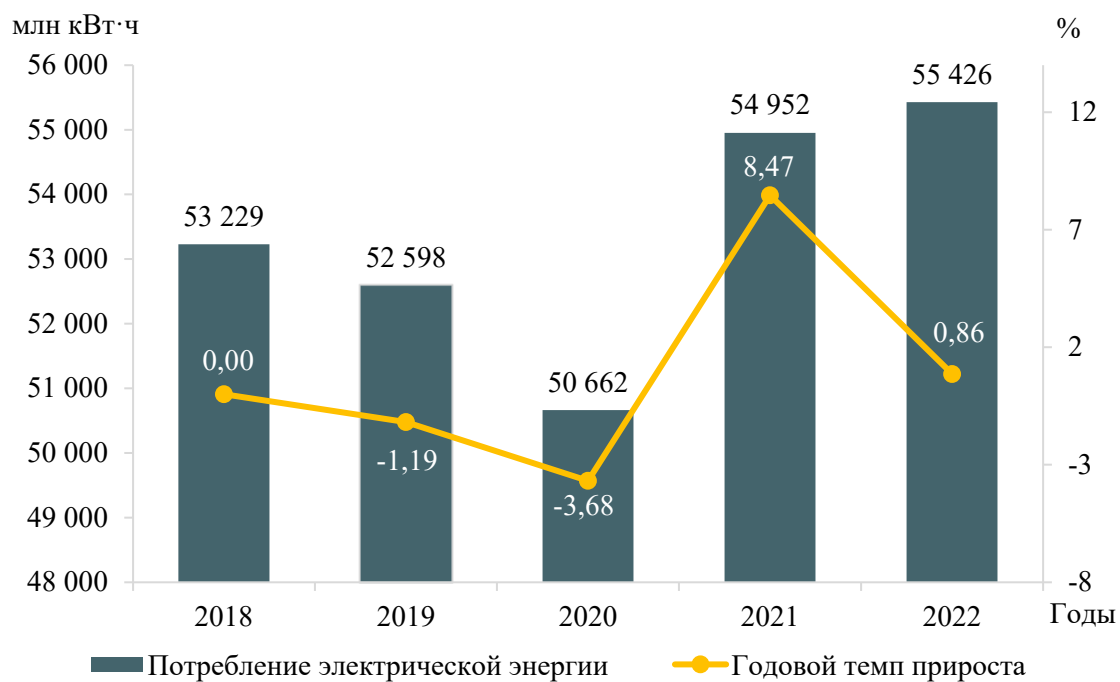


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии по территории г. Москвы и годовые темпы прироста

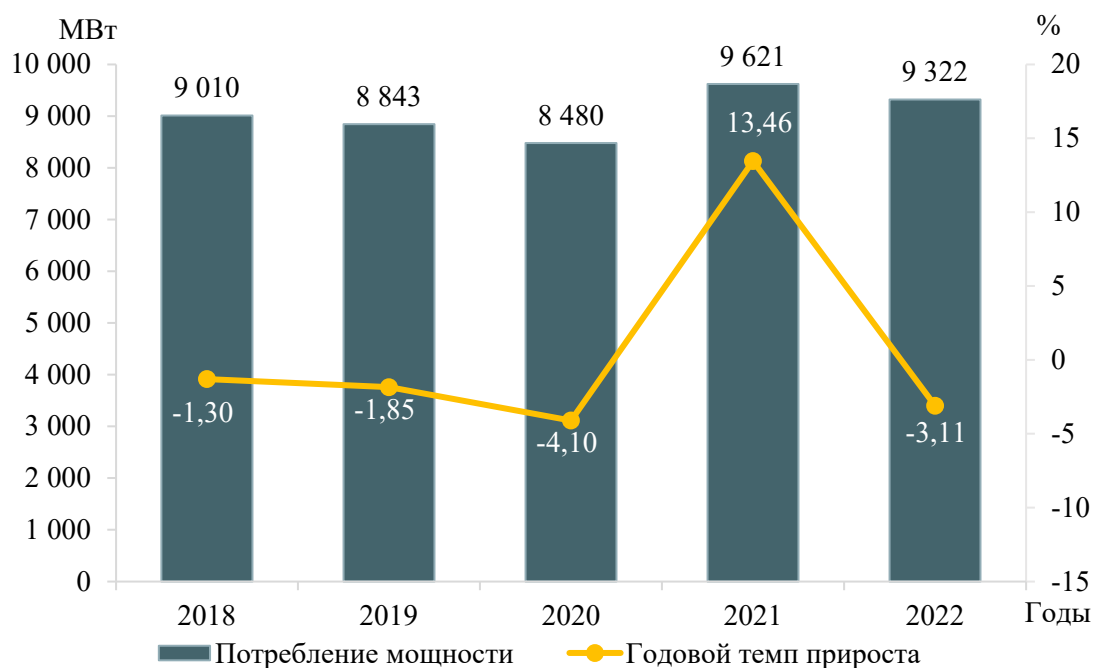


Рисунок 3 – Потребление мощности г. Москвы и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области выросло на 11931 млн кВт·ч и составило в 2022 году 117383 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,17 %. 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 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области вырос на 816 МВт и составил 18665 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,90 %.

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

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии г. Москвы выросло на 3395 млн кВт·ч и составило 55426 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,27 %. 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 49,2 % в 2018 году до 47,2 % в 2022 году (или на 2,0 процентных пункта).

За период 2018–2022 годов потребление мощности г. Москвы выросло на 193 МВт и составило 9322 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,42 %.

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 51,5 % в 2018 году до 49,9 % в 2022 году (или на 1,6 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.

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

- введением карантинных мер 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».

1.5 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 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Москвы приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	КВЛ 110 кВ Ясенево – Гавриково I цепь. Замена провода АС-150/24 на кабель ПвПу2г 1×630(гж)/210ов-64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2018	3,3 км
2	110 кВ	КВЛ 110 кВ Ясенево – Гавриково II цепь. Замена провода АС-150/24 на кабель ПвПу2г 1×630(гж)/210ов-64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2018	3,3 км
3	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Фрезер № 2. Замена провода (АС-150) и замена кабеля АПвПу-1×350-64/110 на кабель ПвПу2г 1×1000гж/265ов-64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2018	3,05 км
4	220 кВ	КВЛ 220 кВ Котловка – Академическая. Выполнение захода КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Академическая на ПС 220 кВ Котловка с образованием двух ЛЭП: КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Котловка №1 и КВЛ 220 кВ Котловка – Академическая	ПАО «Россети Московский регион»	2018	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	220 кВ	КЛ 220 кВ Матвеевская – Пресня II цепь. Замена провода АС-500/64 на кабель ПвП(п)у2г 1×1600гж/256ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2,55 км
6	220 кВ	КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Котловка №1. Выполнение захода КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Академическая на ПС 220 кВ Котловка с образованием двух ЛЭП: КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Котловка №1 и КВЛ 220 кВ Котловка – Академическая	ПАО «Россети Московский регион»	2018	–
7	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Медведевская I цепь. Выполнение захода ЛЭП КВЛ 110 кВ Очаково – Одинцово I цепь с отпайкой на ПС Мамоново на ПС 110 кВ Медведевская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Очаково – Медведевская I цепь и КВЛ 110 кВ Медведевская – Одинцово I цепь с отпайкой на ПС Мамоново	ПАО «Россети Московский регион»	2018	3,75 км
8	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Медведевская II цепь. Выполнение захода ЛЭП КВЛ 110 кВ Очаково – Одинцово II цепь с отпайкой на ПС Мамоново на ПС 110 кВ Медведевская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Очаково – Медведевская II цепь и КВЛ 110 кВ Медведевская – Одинцово II цепь с отпайкой на ПС Мамоново	ПАО «Россети Московский регион»	2018	–
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Тёплый Стан – Передельцы I цепь. Замена провода АС-150 на АС-240	ПАО «Россети Московский регион»	2018	0,04 км
10	110 кВ	КЛ 110 кВ Динамо – Гражданская № 2 Замена кабеля МНАгШву, МНСК, МССК, ПвПу2г, 2XS(FL)2У на ПвПу2гж 1×1200/310ов-64/110, ПвПу2гж 1×1400/310ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2018	4,6 км
11	110 кВ	КВЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – МГУ I цепь Замена воздушного участка АС-240 на кабель ПвП(п)у2гх1600гж/256ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2,416 км
12	110 кВ	КВЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – МГУ II цепь Замена воздушного участка АС-240 на кабель ПвП(п)у2гх1600гж/256ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2,416 км
13	110 кВ	КВЛ 110 кВ Вернадская – Семеновская I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,08 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	110 кВ	КВЛ 110 кВ Вернадская – Семеновская II цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,08 км
15	110 кВ	КЛ 110 кВ Стромьнка – Сокольники № 1. Замена кабеля МНСК-1×270-110 на ПвПу2г 1×1600сгж/265ов-64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,14 км
16	110 кВ	КЛ 110 кВ Стромьнка – Сокольники № 2. Замена кабеля МНСК-1×270-110 на ПвПу2г 1×630гж/265ов – 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,21 км
17	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
18	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
19	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха Замена кабеля ПвПу2г 1×630/185-64/110кВ на ПвПу2г 1×630гж/265ов – 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,382 км
20	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
21	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
22	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
23	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
24	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Чоботы – Говорово I цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2019	3,64 км
25	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Лесная – Хованская № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2019	15,38 км
26	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Лесная – Хованская № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2019	15,52 км
27	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
28	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
29	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха Замена провода АС-150 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов- 64/110кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,6 км
30	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2020	3,62 км
31	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,37 км
32	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
33	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
34	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,84 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
35	110 кВ	КВЛ 110 кВ Лесная –Хованская с отпайками. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Лесная – Летово с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Лесная – Хованская с отпайками и КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2021	4,71 км
36	110 кВ	КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 1. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Лесная – Летово с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Лесная – Хованская с отпайками и КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2021	5,04 км
37	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	7,44 км
38	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,374 км
39	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
40	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
41	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Автозаводская № 2 Замена кабеля ПвПу 2г 1×300(гж)/185-64/110кВ на ПвПпу2г 1×630гж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,24 км
42	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭС Международная - Пресня № 1 Замена кабеля ПвПу2г1×630(гж)/210ов – 110кВ на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4+ОВОМ 2×4 - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,517 км
43	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Кожухово № 1 Замена кабеля ПвПу2г 1×300(гж)/185-110кВ на ПвПпу2г 1×800гж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,3 км
44	110 кВ	КВЛ 110 кВ Кожухово – Чертаново с отпайкой на ПС Царицыно Замена кабеля АПвПу 1×350 на ПвПпу2г 1×1000гж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,339 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
45	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭС Международная – Пресня № 2 Замена кабеля ПвПу2г1×630(гж)/210ов – 110кВ на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4+ОВОМ 2×4 - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,507 км
46	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сетунь – Новокунцево II цепь Замена кабеля FXLJ 1×1200 на ПвПу2г 1×1200сгж/265ов-64/110кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,475 км
47	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	4,133 км
48	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,82 км
49	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,835 км
50	110 кВ	КЛ 110 кВ ГЭС-1 – Автозаводская Замена кабеля ПвПу2г 1×300гж/185- 110 кВ и ПвПу2г 1×300гж/185-110 кВ на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4 -64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,532 км
51	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Кожухово № 6 Замена кабеля ПвПу2г 1×300(гж)/185- 110кВ на ПвПпу2г 1×800гж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,28 км
52	110 кВ	КЛ 110 кВ ГЭС-1 – Кожухово Замена кабеля ПвПу2г 1×300(гж)/185- 64/110кВ на ПвПпу2г 1×630гж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,28 км
53	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Вернадская I цепь Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,122 км
54	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Вернадская II цепь Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,122 км
55	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Очаково – Говорово II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2021	12,77 км
56	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 кВ и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2021	4,57 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
57	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Битца № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2021	5,95 км
58	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Битца № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2021	5,89 км
59	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,7 км
60	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 кВ на участке от ПП 245 - ПП 242.	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2,998 км
61	220 кВ	КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 2 Замена кабеля (F)2XS(FL)2Y-1×1600 RMS/300+2×4ММ 127/220 кV на ПвПу2Г 1×1600сгж/300ов - 127/220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,07 км
62	220 кВ	КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1 Замена кабеля F)2XS(FL)2Y-1×1600 RMS/300+2×4ММ 127/220 кV на ПвПэпу2Г 1×1600сгж/300ов	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,065 км
63	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,8 км
64	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
65	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
66	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
67	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
68	110 кВ	КЛ 110 кВ Очаково – Мазилово № 1 Замена кабеля N2S(FL)2Y на ПвПу2Г 1×1200сгж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,888 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
69	110 кВ	КЛ 110 кВ Очаково – Мазилово № 2 Замена кабеля N2S(FL)2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,888 км
70	110 кВ	КЛ 110 кВ Чоботы – Полет № 1 Замена кабеля 2X(FL)2YVFST2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов - 64/110кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,745 км
71	110 кВ	КЛ 110 кВ Чоботы – Полет № 2 Замена кабеля 2X(FL)2YVFST2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов - 64/110кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,75 км
72	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ ЗИЛ – Автозаводская №2 Замена кабеля АПвПу 1×500 на ПвПпу2г 1×630гж/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,65 км
73	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка II цепь Замена провода АС-150/24 на кабель ПвПу2г 1×1600 {гж}/265ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,76 км
74	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха Замена провода G(Z)ТАСРСR 240 на G(Z)ТАСРСR 240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2022	15,317 км
75	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 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,76 км
76	110 кВ	КЛ 110 кВ Фили – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха Перекладка кабельного участка (Увеличение протяжённости КЛ на 0,396 км)	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,396 км
77	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
78	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
79	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха Замена кабеля ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110 кВ на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,413 км
80	110 кВ	КВЛ 110 кВ Бутово – Бирюлево Новое строительство ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	2022	8,233 км
81	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
82	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
83	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
84	110 кВ	КЛ 110 кВ Бутырки – Центральная №1 Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПуп2гж 1×630/265(ов) 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,847 км
85	110 кВ	КЛ 110 кВ Бутырки – Центральная № 2 Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПуп2гж 1×630/265(ов) 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,847 км
86	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Фили Замена провода G(Z)TACSR 240 на G(Z)TACSR 240 и опоры	ПАО «Россети Московский регион»	2022	7,834 км
87	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы I цепь Замена кабеля МНАгШВу 1×625 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 - ОБММ 2×4 - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,62 км
88	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
89	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка II цепь Замена провода АС-150 на АС-240	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,701 км
90	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы II цепь Замена кабеля МНАгШВу 1×625 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 - ОБММ 2×4 - 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,617 км
91	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
92	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
93	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
94	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
95	110 кВ	КЛ 110 кВ Самарская – Рижская № 1 Замена кабеля МНСК-1×270-110 на ПвПу2гж 1×1000/310(ов) 64/110 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,41 км
96	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
97	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
98	220 кВ	КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1 Замена кабеля ПвПу2г 1×1600сгж/265ов-127/220 кВ на ПвПу2г 1×1600сгж/265ов-127/220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,43 км
99	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
100	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
101	220 кВ	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Бутово I цепь Замена провода АС-400/51 на кабель ПвПу2г 1×1400сгж/265ов-127/220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,84 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Бирюлево	ПАО «Россети Московский регион»	2018	100 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Зюзино	ПАО «Россети Московский регион»	2018	63 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Прожектор	ПАО «Россети Московский регион»	2018	63 МВА
4	220 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-23	ПАО «Мосэнерго»	2018	200 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Медведевская	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2×80 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Немчиновка	ПАО «Россети Московский регион»	2019	63 МВА
7	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Гольяново	ПАО «Россети Московский регион»	2019	100 МВА
8	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Молжаниновка	Абонентская	2019	2×160 МВА
9	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Хованская	ПАО «Россети Московский регион»	2019	2×250 МВА 2×100 МВА
10	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Чоботы	ПАО «Россети Московский регион»	2019	250 МВА
11	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Чагино	ПАО «Россети»	2019	250 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Марьино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
13	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Баскаково	ПАО «Россети Московский регион»	2020	200 МВА
14	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Гольяново	ПАО «Россети Московский регион»	2020	100 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-20	ПАО «Мосэнерго»	2021	125 МВА
16	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Баскаково	ПАО «Россети Московский регион»	2021	200 МВА
17	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Битца	АО «Объединенная энергетическая компания»	2021	2×200 МВА
18	220 кВ	Установка ШР на ПС 220 кВ Южная	ПАО «Россети»	2021	2×50 Мвар
19	220 кВ	Установка ШР на ПС 220 кВ Сабурово	ПАО «Россети Московский регион»	2021	50 Мвар
20	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Битца	АО «Объединенная энергетическая компания»	2022	2×100 МВА
21	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-20	ПАО «Мосэнерго»	2022	125 МВА
22	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-11	ПАО «Мосэнерго»	2022	63 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории 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 предприятий

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

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-8,9
	20.06.2018	19,3
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

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Московский регион»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Московский регион» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Лебедево	110/10/10	T-1	ТРДН-25000/110	115/10,5/10,5	25	1986	91	19,08	14,79	18,62	15,97	16,93	10,07	8,83	9,31	8,96	8,52	1,53
			T-2	ТРДН-25000/110	115/10,5/10,5	25	1978	86	13,66	13,38	11,41	14,54	14,86	7,78	7,98	8,21	6,07	6,85	
2	ПС 110 кВ Трикотажная	110/10/10	T-1	ТРДН-25000/110	115/10,5/10,5	25	1978	82	13,74	16,46	16,22	14,17	15,86	8,47	9,64	7,88	13,28	10,3	25,19
		110/10/6	T-2	ТРДН-25000/110	115/11/6,6	25	1978	90	13,63	12,52	15,51	15,33	14,12	9,27	8,44	8,57	7,82	7,57	
3	ПС 110 кВ Самарская	110/10/10	T-1	ТРДЦН-63000/110	115/10,5/10,5	63	1988	90	25,33	29,88	26,75	28,32	32,58	29,03	29,83	20,73	20,51	20,92	32,48
			T-2	ТРДЦН-63000/110	115/10,5/10,5	63	1988	79	32,58	34,1	27,80	25,66	24,82	28,79	27,09	24,66	28,33	22,16	
4	ПС 110 кВ Рижская	110/10/10	T-1	ТРДН-80000/110	115/10,5/10,5	80	2012	88	40,64	32,91	34,73	31,81	32,15	27,80	36,87	29,61	23,85	24,17	57,51
			T-2	ТРДН-80000/110	115/10,5/10,5	80	2012	86	39,46	34,73	39,53	36,25	31,99	35,68	37,38	29,17	33,52	30,95	
5	ПС 110 кВ Солнцево	110/10/6	T-1	ТДТНГ-40500/110	110/11/6,6	40,5	1980	93	21,55	23,51	21,48	20,73	23,05	12,82	12,52	13,24	14,29	12,02	30,23
			T-2	ТДТНГ-40500/110	110/11/6,6	40,5	1970	86	21,65	19,94	21,21	24,02	18,59	8,37	13,96	12,34	12,84	8,91	
6	ПС 110 кВ Немчиновка	110/10/6	T-1	ТДТН-63000/110	115/11/6,9	63	1977	91	31,74	28,26	25,69	29,55	27,62	23,11	19,63	17,89	18,42	0	33,94
			T-2	ТДТН-63000/110	115/11/6,9	63	1979	95	31,15	30,33	31,86	37,09	33,83	20,29	24,10	22,31	28,09	41,26	
7	ПС 110 кВ Красные Горки	110/10/6	T-1	ТДТНГ-40500/110/	110/11/6,9	40,5	1958	91	27,74	25,06	25,32	22,23	23,99	19,51	20,47	41,09	21,42	21,87	7,55
			T-2	ТДТНГУ-40500/110	110/11/6,9	40,5	1962	81	25,36	18,89	20,57	21,79	24,52	19,68	21,98	0	19,23	18,9	

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Лебедево	T-1	ТРДН-25000/110/10,5/10,5	1986	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110/10,5/10,5	1978	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Трикотажная	T-1	ТРДН-25000/110	1978	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110	1978	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Самарская	T-1	ТРДЦН-63000/110	1988	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/110	1988	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
4	ПС 110 кВ Рижская	T-1	ТРДН-80000/110	2012	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,15
		T-2	ТРДН-80000/110	2012	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,15
5	ПС 110 кВ Солнцево	T-1	ТДТНГ-40500/110	1980	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-40500/110	1970	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Немчиновка	T-1	ТДТН-63000/110	1977	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-63000/110	1979	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Красные Горки	T-1	ТДТНГ-40500/110/10/6	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

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Лебедево	2018	32,74	ПС 110 кВ Лебедево	Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства	12.11.2013	тп/13-02-25	2022	7,09	0,0	0,4	2,84	39,98	39,98	39,98	39,98	39,98	39,98
					ООО «Леруа Мерлен Восток»	12.01.2017	НМ-16-354-2560(981514)	2023	1,1	0,0	10	0,11						
					ООО «СИНИКОН»	18.11.2021	ИА-21-302-8161(614615)	2023	1,86	0,0	10	0,19						
					ООО «СИНИКОН»	27.08.2021	б/н	2023	1,86	1,86	10	0,19						
					ООО «ИНТЕРО»	07.09.2018	тп/18-02-34	2023	0,75	0,0	10	0,30						
					АО «Строй Сити»	16.04.2020	тп/20-02-32	2023	1,2	0,0	10	0,48						
					АО «Мосводоканал»	01.04.2021	тп/21-02-002	2023	1,07	0,0	10	0,86						
					Зарипова Хасяна Абдулхаковна	13.05.2021	тп/21-02-049	2023	1,0	0,0	10	0,10						
					Ирейкин Василий Васильевич	19.05.2022	тп/22-02-036	2023	1,0	0,0	10	0,10						
					ООО «Март»	15.04.2010	ИА-10-302-1790(2866)	2023	1,0	0,0	0,4	0,10						
					АНО «РСИО»	27.04.2021	ИА-21-302-5670(338308)	2023	4,91	0,0	0,4	0,49						
					АНО «РСИО»	21.06.2021	ИА-21-302-6116(359099)	2023	1,44	0,0	0,4	0,14						
ТУ на ТП менее 670 кВт												0,86						
2	ПС 110 кВ Трикотажная	2020	31,73	ПС 110 кВ Трикотажная	Московский фонд реновации жилой застройки	29.08.2018	ИА-18-302-358(985109)	2023	1,39	0,0	0,4	0,56	33,28	33,28	33,28	33,28	33,28	33,28
					АО «СЗ ТПУ Лесопарковая»	08.09.2020	ИА-20-364-2071(824999)	2023	2,00	0,0	10	0,80						
					ТУ на ТП менее 670 кВт													
3	ПС 110 кВ Самарская	2019	63,98	ПС 110 кВ Самарская	МГУП «ЖИЛКООПЕР АЦИЯ»	17.03.2008	ПМ-08/2060-08	2023	1,38	н/д	0,4	0,14	69,53	69,53	69,53	69,53	69,53	69,53
					ФГКУ Войсковая часть 55002	28.04.2011	ИА-10/219с	2023	2,23	н/д	0,4	0,22						
					АО «Европейский Медицинский Центр»	15.09.2020	ИА-20-302-2709(842461)	2023	1,40	н/д	0,4	0,14						
					ООО «Группа Компаний «Трансстрой-инвест»	10.11.2021	ИА-21-302-7778(582018)	2023	1,98	н/д	0,4	0,20						
					ООО «СЗ «Роща»	02.06.2021	ИА-21-302-5090(264584)	2023	3,76	н/д	0,4	1,50						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА																
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.											
					АО «Мосинж-проект»	28.03.2022	ИА-22-364-9679(973998)	2023	2,03	н/д	10	0,81																	
					Религиозная организация ортодоксального иудаизма – Московская Марьиноорошинская Еврейская Община	27.12.2019	ИА-19-302-780(715304)	2023	1,59	н/д	0,4	0,16																	
					ОАО «РЖД»	20.12.2019	ИА-19-302-726(711404)	2023	2,55	н/д	10	0,26																	
					АО «Молодая гвардия»	29.12.2018	ИА-18-302-613(177419)	2023	0,9	н/д	0,4	0,09																	
					Центр авиационной медицины	11.05.2018	ИА-18-302-220(951889)	2023	1,41	н/д	0,4	0,14																	
					ООО «Кроссфилд»	13.10.2014	ИА-14-302-889(942203)	2023	2,0	н/д	10	0,80																	
					УКС Интеко	10.10.2007	ПМ-07/19809-06	2023	0,75	н/д	0,4	0,30																	
					ТУ на ТП менее 670 кВт														0,45										
					4	ПС 110 кВ Рижская	2018	80,1	ПС 110 кВ Рижская	МГУП «ЖИЛКООПЕР АЦИЯ»	24.03.2008	ПМ-08/2273-08							2023	0,7	н/д	0,4	0,07	94,35	94,35	94,35	94,35	94,35	94,35
										АО «НИКИЭТ»	11.07.2014	ИА-14-302-541(909710)							2023	3	н/д	10	0,30						
										ФГКУ Войсковая часть 55002	13.07.2016	ИА-16/105с							2023	0,9	н/д	0,4	0,09						
РАНХИГС	02.12.2019	ИА-19-302-345(962833)	2023	0,86						н/д	0,4	0,09																	
ОАО «РЖД»	11.08.2021	ИА-20-303-3019(838764)	2023	15						н/д	10	7,50																	
ООО «Специализированный застройщик «Роща»	27.08.2021	ИА-21-302-5087(264583)	2023	3,58						н/д	0,4	1,43																	
ФОНД РЕНОВАЦИИ	30.03.2021	ИА-20-302-4238(196299)	2023	0,77						н/д	0,4	0,31																	
Московский фонд реновации жилой застройки	26.09.2022	ИА-22-302-11767(325915)	2023	0,84						н/д	0,4	0,08																	
ОАО «РЖД»	27.07.2022	ИА-22-302-10239(903982)	2023	4,95						н/д	10	0,50																	
Министерство обороны Российской Федерации	06.04.2022	ИА-22-302-9505(928115)	2023	5						н/д	10	0,50																	
ОАО «РЖД»	30.06.2022	ИА-22-303-9844(987225)	2023	1,03						н/д	10	0,10																	
ООО «Специализированный застройщик «Роща»	26.08.2021	ИА-21-364-6672(448982)	2023	1,5						н/д	0,4	0,60																	

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
					АНО «РСИ»	18.06.2020	ИА-20-302-1803(790577)	2023	3,16	н/д	0,4	0,32						
					ИП Малов Михаил Владимирович	24.12.2018	ИА-18-302-588(154642)	2023	1,2	н/д	0,4	0,12						
					ОАО «РЖД»	06.09.2018	ИА-18-302-296(972743)	2023	1	н/д	10	0,10						
					АО «Центр-Инвест»	19.01.2018	ИА-17-302-602(118533)	2023	1,02	н/д	0,4	0,10						
					Фирма МОРАВА	15.04.2014	ИА-14-302-251(907063)	2023	0,89	н/д	0,4	0,09						
					ПАО «Калибр»	02.06.2022	ИА-22-303-10790(154817)	2023	0,85	н/д	10	0,09						
					ОАО «РЖД»	30.06.2022	ИА-22-303-9844(987225)	2023	1,03	н/д	0,4	0,10						
					ТУ на ТП менее 670 кВт													
5	ПС 110 кВ Солнцево	2021	44,75	ПС 110 кВ Солнцево	АО «Заречье» им. С.А. Кушнарера	16.11.2011	ИА-11-302-4960(916653)	2023	3,10	0,0	н/д	1,18	51,85	51,85	51,85	51,85	51,85	51,85
					ООО «СЗ Земельные активы»	05.07.2021	ИА-21-302-6260(313169)	2023	10,52	0,0	н/д	4,08						
					АО «Мосинжпроект»	19.04.2021	ИА-21-302-4935(253369)	2023	0,67	0,0	н/д	0,06						
					ГКУ г. Москвы по капитальному ремонту многоквартирных домов города Москвы «УКРиС»	23.11.2022	МС-22-302-87125(333687)	2023	0,71	0,0	н/д	0,06						
					КМР Компания 1	19.11.2014	ИА-14-302-989(947172)	2023	0,97	0,0	0,4	0,10						
					ОАО «Прачечная Очаково»	30.12.2014	МС-14-302-14656(963542)	2023	0,79	0,0	0,4	0,07						
					АО «Мосинжпроект»	26.11.2014	ИА-14/997с	2023	4,43	0,0	0,4	0,42						
					ООО «Базис»	14.02.2018	ИА-17-302-634(121834)	2023	0,85	0,0	0,4	0,09						
ТУ на ТП менее 670 кВт											0,32							
9	ПС 110 кВ Немчиновка	2021	66,64	ПС 110 кВ Немчиновка	Московский фонд реновации жилой застройки	16.03.2021	ИА-21-302-4617(200223)	2023	0,71	н/д	0,4	0,27	73,84	73,84	73,84	73,84	73,84	73,84
					ОАО «РЖД»	01.12.2021	ИА-21-303-6874(481852)	2023	1,41	н/д	0,4	0,14						
					ООО «АВЮ Строй»	30.11.2018	ИА-18-302-590(159841)	2023	2	н/д	10	0,20						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
					ЗАО «Монетчик»	22.02.2018	ИА-18-302-50(902285)	2023	1,37	н/д	0,4	0,52						
					ЗАО «АВИАМОНТА ЖСТРОЙ»	30.10.2015	ИА-15-302-671(946245)	2023	2	н/д	0,4	0,19						
					ООО «ИФСК «АРКС»	04.07.2012	ИА-12-302-2527(904548)	2023	0,82	н/д	0,4	0,32						
					ООО «КС-инвест»	28.02.2011	ИА-11-302-951(904059)	2023	5	н/д	0,4	0,48						
					ООО «Ронд»	18.04.2013	№ ИА-13-302-1195(910089)	2023	8,8	н/д	10	3,41						
					Управление делами Президента Российской Федерации	31.07.2019	№ ИА-19-302-184(904431)	2023	4,3	н/д	0,4	0,41						
					ТУ на ТП менее 670 кВт													
10	ПС 110 кВ Красные Горки	2018	53,1	ПС 110 кВ Красные Горки	АО «Мосинжпроект»	26.04.2022	ИА-22-302-9640(937435)	2023	3,9	н/д	0,4	0,37	55,77	55,77	55,77	55,77	55,77	55,77
					ООО «ПИРС»	19.07.2021	ИА-21-302-6443(410807)	2023	2,0	н/д	10	0,97						
					ООО «ПНК Девелопмент»	28.02.2022	ИА-22-302-9627(978008)	2024	4,5	н/д	0,4	0,43						
					ООО «Доходный Дом»	24.04.2017	ИА-17-302-195(928570)	2023	0,7	н/д	0,4	0,27						
ТУ на ТП менее 670 кВт											0,36							

ПС 110 кВ Лебедево.

Согласно данным в таблицах 10, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 32,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109,6 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,19.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 31,21 МВА (104,5 % от $S_{ддн}$), что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 32,85 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,24 МВА).

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, АНО «РСИО» от 21.06.2021 № ИА-21-302-6116(359099), ООО «Леруа Мерлен Восток» от 12.01.2017 № НМ-16-354-2560(981514), ООО «Синикон» от 27.08.2021), 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 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 32,74 + 7,24 + 0 - 1,53 = 38,45 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 128,8 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

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

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лебедево расчетный объем ГАО составит 8,59 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,45 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, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Трикотажная.

Согласно данным в таблицах 10, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 31,73 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108,7 % 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.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 25,19 МВА на другие центры питания в размере.

С учетом возможности перевода фактическая загрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 22,4 % от $S_{ддн}$ (6,54 МВА), что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,32 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,55 МВА)

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 31,73 + 1,55 + 0 - 25,19 = 8,09 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 27,7 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ПС 110 кВ Трикотажная с заменой трансформаторов 2×25 на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Самарская.

Согласно данным в таблицах 10, 8, 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 89,7 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ 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.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 32,48 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,55 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 63,98 + 5,55 + 0 - 32,48 = 37,05 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 51,9 % 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 Самарская с заменой Т-1, Т-2 110/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый).

ПС 110 кВ Рижская.

Согласно данным в таблицах 10, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 80,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 80,1 % 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 -8,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 57,51 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 56,72 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 14,25 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 80,1 + 14,25 + 0 - 57,51 = 36,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 36,8 % 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 кВ мощностью 80 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый).

ПС 110 кВ Солнцево.

Согласно данным в таблицах 10, 8, 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 95,1 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ 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.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 30,23 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,1 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)), 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 согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 44,75 + 7,1 + 0 - 30,23 = 21,62 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 45,9 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ПС 110 кВ Солнцево с заменой установленных трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 2×40,5 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Солнцево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40,5 МВА на 2×63 МВА для подключения потребителя ООО «СЗ Земельные активы» приведены в 4.2.

ПС 110 кВ Немчиновка.

Согласно данным в таблицах 10, 8, 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 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 33,94 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 32,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,2 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (Московский фонд реновации жилой застройки от 16.03.2021 № ИА-21-302-4617(200223)), предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Немчиновка с заменой 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 66,64 + 7,2 + 0 - 33,94 = 39,9 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 54,5 % 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 установленных трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 2×63 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Немчиновка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА для подключения потребителя Московский фонд реновации жилой застройки приведены в 4.2.

ПС 110 кВ Красные горки.

Согласно данным в таблицах 10, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 53,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109,8 % 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 -8,9°С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,19.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 7,55 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 45,55 МВА (94,1 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,7 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора –2,67 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 40,4 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 53,1 + 2,67 + 0 - 7,55 = 48,22 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 99,7 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки с заменой установленных трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 2×40,5 МВА каждый на трансформаторы большей мощности).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Красные Горки с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40,5 МВА на 2×63 МВА для подключения потребителя АО «Мосинжстрой» приведены в 4.2.

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 ШР 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, – ПАО «Россети».
Необходимый срок реализации мероприятий – 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 10.

Таблица 10 – 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 на территории г. Москвы

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами мощностью 100 МВА каждый	2×100 МВА	2026	ПАО «Россети Московский регион»
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	2×15 км	2026	ПАО «Россети Московский регион»
3	Строительство ПС 220 кВ Красная с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	2×100 МВА	2024	ПАО «Россети Московский регион»
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Красная ориентировочной протяженностью 2,9 км каждая	2×2,9 км	2024	ПАО «Россети Московский регион»
5	Реконструкция участка КВЛ 220 кВ Очаково – Подушкино ориентировочной протяженностью 0,125 км с увеличением пропускной способности	0,125 км	2024	ПАО «Россети Московский регион»
6	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	2023	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 11.

Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории г. Москвы

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство КЛ 220 кВ Бутырки – Белорусская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 6,325 км каждая	2×6,325 км	2023	ПАО «Россети Московский регион»
2	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.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории г. Москвы, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории г. Москвы

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность,	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Комплексная жилая застройка с объектами инфраструктуры	АО СЗ «Рублево-Архангельское»	1,82	117,17	20	2023 с поэтапным набором мощности до 2032	ТЭС Лыково ПС 220 кВ Герцево
Более 50 МВт							
2	Комплексная жилая застройка	ООО «А101»	13,05	63,85	20	2023	ПС 220 кВ Битца ПС 110 кВ Грач
3	Площадка «Алабушево»	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	0,0	51,0	10	2024	ПС 220 кВ Сигма
Более 20 МВт							
4	Комплексная жилая застройка с объектами инфраструктуры	АО «СЗ «ЛСР. Недвижимость-М»	30,7	49,3	20	2023	ПС 220 кВ Горьковская ПС 220 кВ Цимлянская
5	Линии и сети связи	ООО «Новые Телекоммуникации»	0,0	49,0	20	2023	ПС 500 кВ Очаково
6	Комплекс по глубокой переработке нефти	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	0,0	48,51	220	2023	ПС 500 кВ Чагино
7	Комплекс нежилых помещений (ЦОД)	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»	0,0	48,0	10	2024	ТЭЦ-26
8	Комплекс нежилых помещений (ЦОД)	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»	0,0	48,0	10	2023	ТЭЦ-26

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность,	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	2 этап реализации 2 этапа реализации подэтапов 2.2, 2.3, 2.4, 2.5 строительства жилых домов и объектов общественного назначения на территории: ВАО, район Перово кв. 21-22, 11, 12, 68, 23, 24, 29	Московский фонд реновации жилой застройки	0,0	46,56	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2038	ПС 220 кВ Баскаково ПС 110 кВ Прожектор ПС 110 кВ Фрезер
10	Комплексная застройка	ООО «А101»	6,07	42,14	20	2023 с поэтапным набором мощности до 2024	ПС 220 кВ Хованская
11	Центр обработки данных (ЦОД)	ООО «ФСК-ЦОД»	0,0	40,0	20	2023	ТЭЦ-16
12	Комплекс нежилых помещений (ЦОД)	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 4»	0,0	40,0	10	2023	ТЭЦ-21
13	Проектируемая комплексная застройка	ООО «А101»	0,0	40,0	20	2023	ПС 220 кВ Хованская
14	Спортивный комплекс «Олимпийский»	АО «Спортивный комплекс «Олимпийский»	0,0	40,0	20	2023	ПС 220 кВ Абрамово ПС 220 кВ Красносельская ПС 220 кВ Магистральная ПС 220 кВ Мещанская
15	Головные объекты административно-делового центра в п. Коммунарка (I очередь)	Департамент развития новых территорий г. Москвы	1,61	38,39	20	2023 с поэтапным набором мощности до 2024	ПС 220 кВ Бутово

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность,	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
16	Комплекс объектов, строящихся на земельном участке (ЦОД)	ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	0,0	36,0	10	2023	ПС 500 кВ Бескудниково
17	Отдельно стоящий объект капитального строительства (технологический центр) (ЦОД)	ООО «УК «М-Капитал»	0,0	35,72	10	2023	ТЭЦ-26
18	Объекты ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	0,0	35,23	10	2023	ПС 110 кВ Выхино ПС 110 кВ Фрезер
19	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»	0,0	34,0	20	2023	ПС 220 кВ Красносельская
20	Многофункциональная комплексная застройка	ООО «Специализированный застройщик «Самолет-Молжаниново»	0,0	33,0	20	2023	ПС 220 кВ Молжаниновка
21	Многофункциональная комплексная жилая застройка	ООО «СЗ «САМОЛЕТ-МАРЬИНО 1»	0,0	30,0	20	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	Новая ПС 220 кВ Береговая ПС 220 кВ Хованская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность,	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
22	Центр обработки данных МегаЦОД-3 1-й этап (ЦОД)	ООО «БАРУС»	0,0	30,0	20	2023	ПС 220 кВ Кожевническая
23	Комплексная жилая застройка	Московский фонд реновации жилой застройки	0,0	29,35	10	2023 с поэтапным набором мощности до 2033	ПС 220 кВ Академическая ПС 110 кВ Зюзино ПС 110 кВ Семеновская
24	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»	0,0	29,0	20	2023	ПС 220 кВ Красносельская
25	Объекты «Парка развлечений» и сопутствующей инфраструктуры	ООО «Парк развлечений»	0,0	29,0	20	2023	ПС 220 кВ Перерва ПС 220 кВ Цимлянская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность,	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
26	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»	0,0	26,1	10	2023	ПС 220 кВ Левобережная
27	Тяговая ПС 10 кВ Солнечная	ОАО «РЖД»	0,0	25,59	10	2023	ПС 220 кВ Говорово
28	Здание делового центра	ООО «ЯНДЕКС»	0,0	25,0	10	2023	ТЭЦ-20
29	Застройка территорий	АО «Баланс-СпецЗастройщик»	0,0	24,85	10	2026	ПС 110 кВ Выхино ПС 110 кВ Карачарово ПС 110 кВ Чухлинка
30	ПС 110 кВ Царицыно (тяговая нагрузка)	ОАО «РЖД»	19,8	24,63	110	2023	ПС 220 кВ Чертаново ПС 110 кВ Кожухово
31	Торгово-офисно-гостиничный комплекс	ООО «Компания КЕБЪ»	15,35	24,65	10	2027	ПС 110 кВ Теплый Стан
32	Комплекс нежилых помещений (ЦОД)	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»	0,0	24,0	10	2023	ТЭЦ-26

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность,	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
33	ТПС 20 кВ Беговая («Организация пригородно-городского пассажирского железнодорожного движения на участке Апрелевка – Железнодорожная (МЦД-4). Этап XXII "Строительство тяговой подстанции Беговая»)	ОАО «РЖД»	0,0	22,77	20	2023	ПС 220 кВ Ваганьковская
34	Многофункциональная комплексная жилая застройка с подземной автостоянкой, торговый центр, 2 ДОО (Дошкольные образовательные учреждения), 1 ООУ (Общеобразовательное учреждение) рекламное название «ОСТРОВ»	ООО «ДС Строй»	0,0	22,56	20	2023 с поэтапным набором мощности до 2024	ПС 220 кВ Ваганьковская ПС 220 кВ Золотаревская ПС 220 кВ Мневники
35	Административно-торговый комплекс: корпус А, корпус Б, ЦТП-1, корпус В (5 секций), корпус Г (Д), ЦТП-2	ООО «БАРУС»	16,9	21,6	20	2024	ПС 110 кВ МГУ
36	Объекты ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	0,0	20,43	220	2023	ПС 220 кВ Заводская ПС 220 кВ Бугры
37	Центр обработки данных	ООО «Проект-Девелопмент»	0,0	20,0	10	2023	ПС220 кВ Чертаново
38	Объекты ФГУП «ТТЦ «Останкино»	ФГУП «ТТЦ «Останкино»	0,0	20,0	10	2023	ПС 220 кВ Владыкино

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность,	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
39	Центр обработки данных	ООО «ФСК-ЦОД»	0,0	20,0	20	2023	ТЭЦ-16
40	Центр обработки данных	ООО «Сеть дата-центров «Селектел»	0,0	20,0	10	2023	ПС 500 кВ Бескудниково

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве за период 2024–2029 годов, представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	118500	119275	120999	122686	124232	125973	127897
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	775	1724	1687	1546	1741	1924
Годовой темп прироста, %	–	0,65	1,45	1,39	1,26	1,40	1,53
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	115787	116562	118286	119973	121519	123260	123833
Годовой темп прироста, %	–	0,67	1,48	1,43	1,29	1,43	0,46
<i>г. Москва</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	55981	56737	57589	58699	59667	60616	60982
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	756	852	1110	968	949	366
Годовой темп прироста, %	–	1,35	1,50	1,93	1,65	1,59	0,60
Доля потребления электрической энергии г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	47,2	47,6	47,6	47,8	48,0	48,1	47,7

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Москвы и Московской области прогнозируется на уровне 127897 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,23 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области прогнозируется в 2029 году и составит 1924 млн кВт·ч или 1,53 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 775 млн кВт·ч или 0,65 %.

Потребление электрической энергии по территории г. Москвы прогнозируется на уровне 60982 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,37 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории г. Москвы прогнозируется в 2026 году и составит 1110 млн кВт·ч или 1,93 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 366 млн кВт·ч или 0,60 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории г. Москвы учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста по территории г. Москвы представлены на рисунке 4.

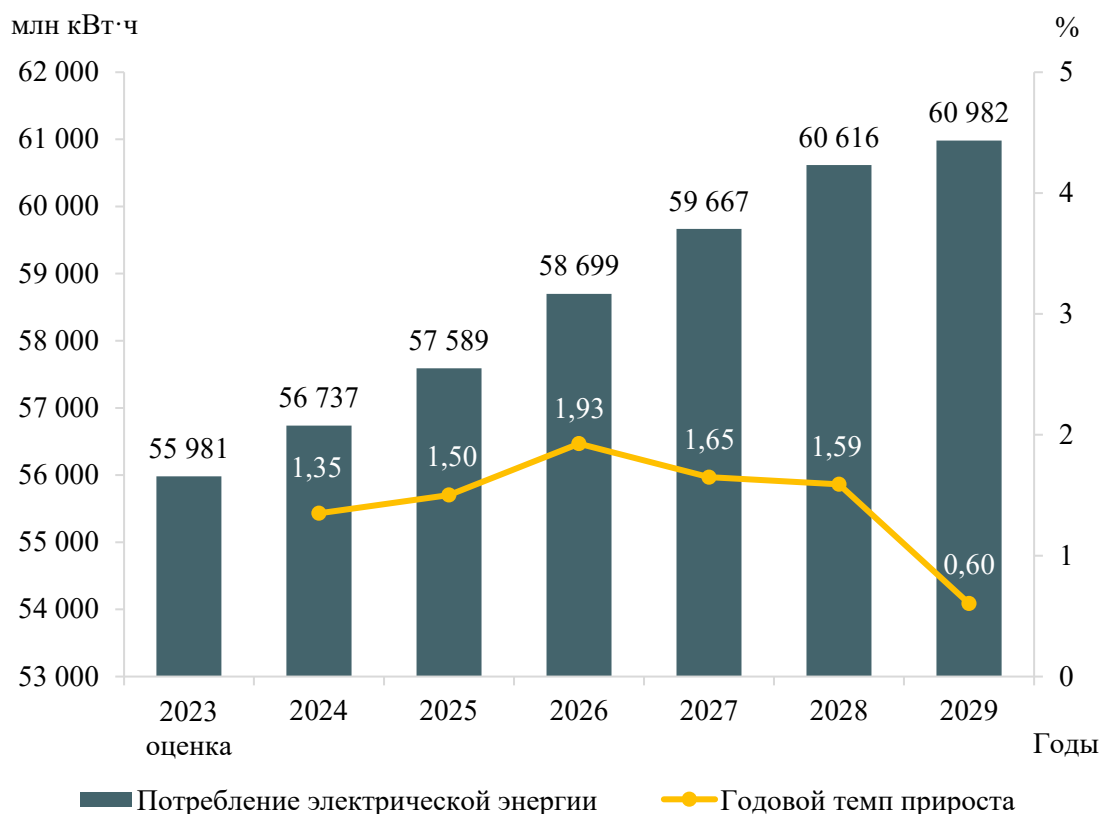


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии по территории г. Москвы и годовые темпы прироста

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

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением объемов жилищного строительства;
- ростом потребления в сфере услуг;
- развитием транспортной системы города.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, в том числе по г. Москве, на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	19655	19806	20379	20725	20991	21194	21379
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	151	573	346	266	203	185
Годовой темп прироста, %	–	0,77	2,89	1,70	1,28	0,97	0,87
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	5891	5885	5804	5789	5789	5816	5792
<i>г. Москва</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	9684	9805	10187	10450	10638	10747	10852
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт		121	382	263	188	109	105
Годовой темп прироста, %	–	1,25	3,90	2,58	1,80	1,02	0,98
Доля потребления мощности г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	49,3	49,5	50,0	50,4	50,7	50,7	50,8
Число часов использования потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	5781	5787	5653	5617	5609	5640	5619

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области к 2029 году прогнозируется на уровне 21379 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,96 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 573 МВт или 2,89 %, что обусловлено планируемым вводом объектов сферы услуг и жилищных комплексов, наименьший годовой прирост ожидается в 2024 году и составит 151 МВт или 0,77 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5792 ч/год.

Потребление мощности г. Москвы к 2029 году прогнозируется на уровне 10852 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,19 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 382 МВт или 3,90 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 105 МВт или 0,98 %.

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 2029 году на уровне 5619 ч/год против 5787 ч/год в 2024 году.

В целом 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 5.

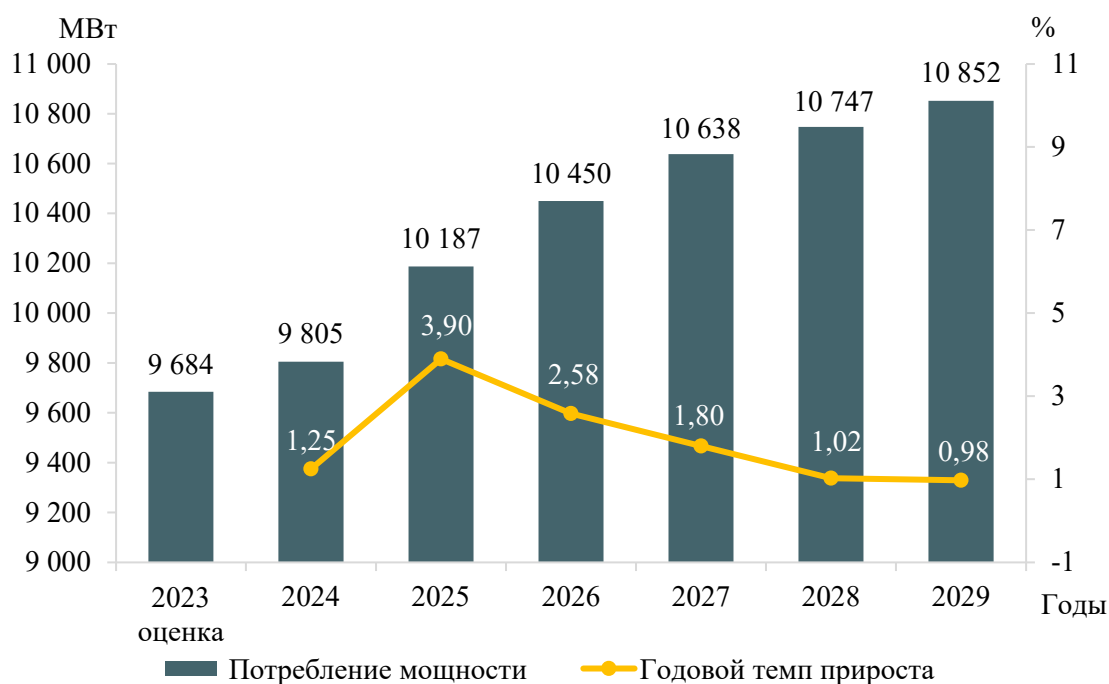


Рисунок 5 – Прогноз потребления мощности г. Москвы и годовые темпы прироста

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 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 55 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в 2029 году составит 10678,5 МВт. К 2029 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 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, представлена на рисунке 6.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	10623,5	10633,5	10633,5	10640,5	10678,5	10678,5	10678,5
ГЭС	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
ТЭС	10587,4	10597,4	10597,4	10604,4	10642,4	10642,4	10642,4

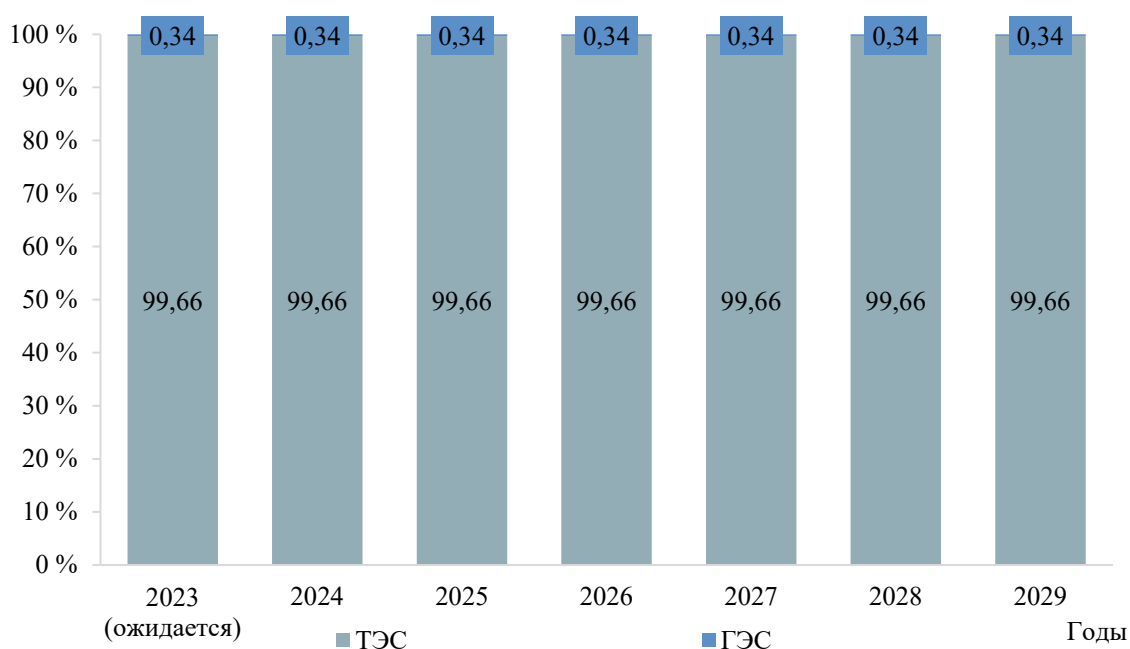


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы

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 2024–2029 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 ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 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 16 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 16 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами 100 МВА	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 «Самолет-Марьино 1»	–	30
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый		220	км	–	–	–	2×15	–	–	–	30				
3	Строительство ПС 220 кВ КГПН (ГПП-4) с двумя трансформаторами 220 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
4	Строительство двух КЛ 220 кВ Капотня – КГПН ориентировочной протяженностью 2 км каждая		220	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4				
5	Реконструкция ПС 220 кВ Нефтезавод с установкой второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА		220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125				
6	Строительство КЛ 220 кВ Нефтезавод – КГПН ориентировочной протяженностью 3 км		220	км	1×3	–	–	–	–	–	–	3				
7	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»	АО «Специализированный застройщик «ЛСР. Недвижимость-М»	0	16,99
8	Строительство кабельных заходов на ПС 220 кВ Саларьево КЛ 220 кВ Никулино – Хованская № 1, № 2		220	км	–	–	4×5,38	–	–	–	–	21,52				
9	Строительство КЛ 220 кВ Никулино – Хованская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 17,4 км каждая		220	км	–	–	2×17,375	–	–	–	–	34,75				
10	Строительство ПС 220 кВ Сахарово с установкой двух трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,428
11	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Заводская – Бугры на ПС 220 кВ Сахарово	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4				
12	Реконструкция ПС 220 кВ Чертаново с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и демонтажем трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Проект-Девелопмент», АО «Мотель Варшавский», АО «Мосотделстрой №1», ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»,	ООО «Проект-Девелопмент»	–	20
														АО «Мотель Варшавский»	–	6
														АО «Мосотделстрой №1»	–	14,75

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
													Московский фонд реновации жилой застройки	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»	–	7,72
													Московский фонд реновации жилой застройки		–	24,2
13	Реконструкция КВЛ 220 кВ Владыкино – Бескудниково № 2 с заменой провода ориентировочной протяженностью 4,1 км	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	1×4,1	–	–	–	–	–	–	4,1	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Группа Компаний ПИК», АО «Вариатор», ООО «СЗ «Искра», ФГУП «ТТЦ «Останкино», АО «СЗ «Радуга», ООО «СЗ «Лихоборы», ООО «СЗ «ГрандНэкст», ООО «Нордсервис»	ПАО «Группа Компаний ПИК»	–	18,5
													АО «Вариатор»		–	7,7
													ООО «СЗ «Искра»		–	6,4
													ФГУП «ТТЦ «Останкино»		–	20
													АО «СЗ «Радуга»		–	11,67
													ООО «СЗ «Лихоборы»		–	5,9
													ООО «СЗ «ГрандНэкст»		–	5,25
													ООО «Нордсервис»		–	9
14	Реконструкция двухцепной КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Елоховская I, II цепь с заменой провода ориентировочной протяженностью 24 км	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×12	–	–	–	–	–	–	24	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Московский ткацко-отделочный комбинат», ФГБУ «Управление заказчика строительства и реконструкции объектов федеральных государственных органов», Управления делами Президента Российской Федерации, ООО «Красный дом», АО «РЖД»	АО «Московский ткацко-отделочный комбинат»	–	7,61
													ФГБУ «Управление заказчика строительства и реконструкции объектов федеральных государственных органов» Управления делами Президента Российской Федерации		–	5,51
													ООО «Красный дом»		–	2,53
													ОАО «РЖД»		13,06	15
15	Реконструкция ПС 110 кВ Зюзино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный Застройщик «Гартея»	ООО «Специализированный Застройщик «Гартея»	–	4,98
16	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Мосинжпроект»	АО «Мосинжпроект»	–	3,9

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
17	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.	Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства	–	7,09
													АНО «РСИО»	–	1,44	
													ООО «Леруа Мерлен Восток»	–	1,1	
													2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.	ООО «Синикон»	–	1,86
													3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности.			
													4. Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства, АНО «РСИО», ООО «Леруа Мерлен Восток», ООО «Синикон»			
18	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 потребителей ООО КОМПАНИЯ «НОРКПАЛМ»	ООО КОМПАНИЯ «НОРКПАЛМ»	1,9	1
19	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки	Московский фонд реновации жилой застройки	–	16
20	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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки	Московский фонд реновации жилой застройки	–	1,65
21	Реконструкция ПС 110 кВ Полет с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Перedelкино Ближнее», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик»	ООО «Перedelкино Ближнее»	–	27
														ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх»	–	10
														ООО «Внуково Логистик»	–	6,5

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
22	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик Земельные активы»	ООО «Специализированный застройщик Земельные активы»	–	10,52
23	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «НКН-СТРОЙ»	ООО «НКН-СТРОЙ»	–	2,7
24	Реконструкция ПС 110 кВ Царицыно с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	19,77	24,63
25	Реконструкция КВЛ 110 кВ Кожухово – Чертаново с отпайкой на ПС Царицыно с заменой воздушного участка с увеличением пропускной способности, суммарной протяженностью 4,96 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	1×4,96	–	–	–	–	4,96				
26	Реконструкция двухцепной КВЛ 110 кВ Баскаково – Косино I, II цепь с увеличением пропускной способности, суммарной протяженностью 2 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×1	–	–	–	2	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Баланс-СпецЗастройщик», АО «Баланс-СпецЗастройщик», Московский фонд реновации жилой застройки, ОАО «РЖД», ООО ИФГ «Кэпитал», ФГБУ «ЦНМВЛ»	АО «Баланс-СпецЗастройщик»	–	24,85
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	7,7
														ОАО «РЖД»	–	35,23
														ООО ИФГ «Кэпитал»	–	4,6
														ФГБУ «ЦНМВЛ»	–	0,98
27	Реконструкция двухцепной КЛ 110 кВ Метростроевская – Стромынка № 1, 2 с заменой кабеля с увеличением пропускной способности, суммарной протяженностью 1,7 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×0,85	–	–	–	–	–	–	1,7	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик Глобал Групп», ООО «СЗ «Три Эс Констракшн», ООО «Красный дом», Московский фонд реновации жилой застройки, АО «Москапстрой», ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	ООО «СЗ Глобал Групп»	–	10,08
														ООО «СЗ «Три Эс Констракшн»	–	2,822
														ООО «Красный дом»	–	2,53
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	16,8
														АО «Москапстрой»	–	8,94
														ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	–	0,9
28	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 Бескудниково –	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×1,89	–	–	–	3,78	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Рублевский парк», ООО СЗ «Перспективные решения», Московский фонд реновации жилой застройки, АО «СЗ МСК Илимская-1»	ООО «Рублевский парк»	–	10,15
														АО «СЗ МСК Илимская-1»	–	6,5
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	5,91

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
	Лианозово I, II цепь суммарной протяженностью 3,78 км													ООО «Специализированный застройщик «Перспективные решения»	–	7,2
29	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы I, II цепь с увеличением пропускной способности, суммарной ориентировочной протяженностью 13,99 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×6,995	–	–	–	–	13,99	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Агрокомбинат «Московский»	АО «Агрокомбинат «Московский»	–	7,2
														ИП Борисик Ольга Вячеславовна	–	1,5
30	Реконструкция КВЛ 110 кВ Очаково – Вернадская I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×2,252	–	–	–	–	–	4,504	Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд защиты прав дольщиков, МГИМО МИД России (ФГБУ «ДСР МИД России»)	Московский фонд защиты прав дольщиков	–	4,7373
														МГИМО МИД России (ФГБУ «ДСР МИД России»)	–	3,415

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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
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 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»
4	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»
5	Строительство КЛ 220 кВ Бутырки – Белорусская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 6,325 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×6,325	–	–	–	–	–	–	12,65	Реновация основных фондов
6	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	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
7	Строительство 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	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
8	Реконструкция участка КВЛ 220 кВ Очаково – Подушкино ориентировочной протяженностью 0,125 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	1×0,125	–	–	–	–	–	0,125	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
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	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	2,92	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	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	Реновация основных фондов
			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

Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	<p>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.</p> <p>2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.</p> <p>3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности</p> <p>4. Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства, АНО «РСИО», ООО «Леруа Мерлен Восток», ООО «Синикон»</p>

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) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2015–2025 годы. Материалы размещены 17.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@ инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион», утвержденную приказом Минэнерго России от 16.10.2014 № 735, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 36@;

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

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

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории г. Москвы осуществляют свою деятельность 31 сетевая организация. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Московский регион» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 57 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Москвы) и АО «ОЭК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 37 % 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

– 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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 тарифов¹, 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

¹ Приказ Департамента экономической политики и развития г. Москвы от 28.11.2022 № 466-ТР и от 28.11.2022 № 467-ТР.

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 2022 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 амортизационные группы², 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. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % 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 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – 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)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
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	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
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 2023 год приказом Департамента экономической политики и развития г. Москвы от 28.11.2022 № 465-тр (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 Федерации³.

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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 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).

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 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).

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 2023 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 20.

Таблица 20 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,01 %	1,8 %	0,9 %	0,7 %	3,1 %	0,2 %

7.3 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 утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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 г. Москва представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для г. Москва (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	23010	20742	19087	19352	18785	18785
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	444	521	545	568	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	44702	11406	25560	23133	23133	23133

7.4 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 22 и на рисунке 7.

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 22 – 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	115,8	124,7	131,7	137,4	142,8	147,9
НВВ	млрд руб.	113,7	114,6	113,9	116,9	118,8	120,9
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-2,0	-10,1	-17,8	-20,5	-24,0	-27,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	2,7	2,9	3,0	3,0	3,1
Среднегодовой темп роста	%	–	106	105	104	101	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Среднегодовой темп роста	%	–	99	99	102	99	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,04	-0,2	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6

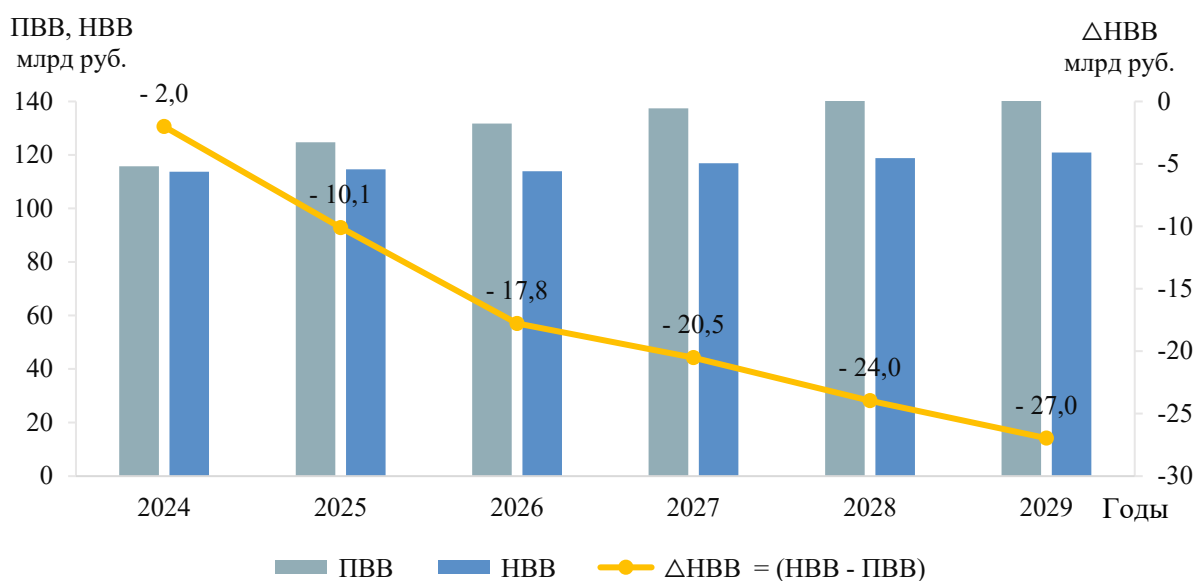


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 22, 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.

7.5 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и уменьшения (сценарий 2) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии оставляет 2,5 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

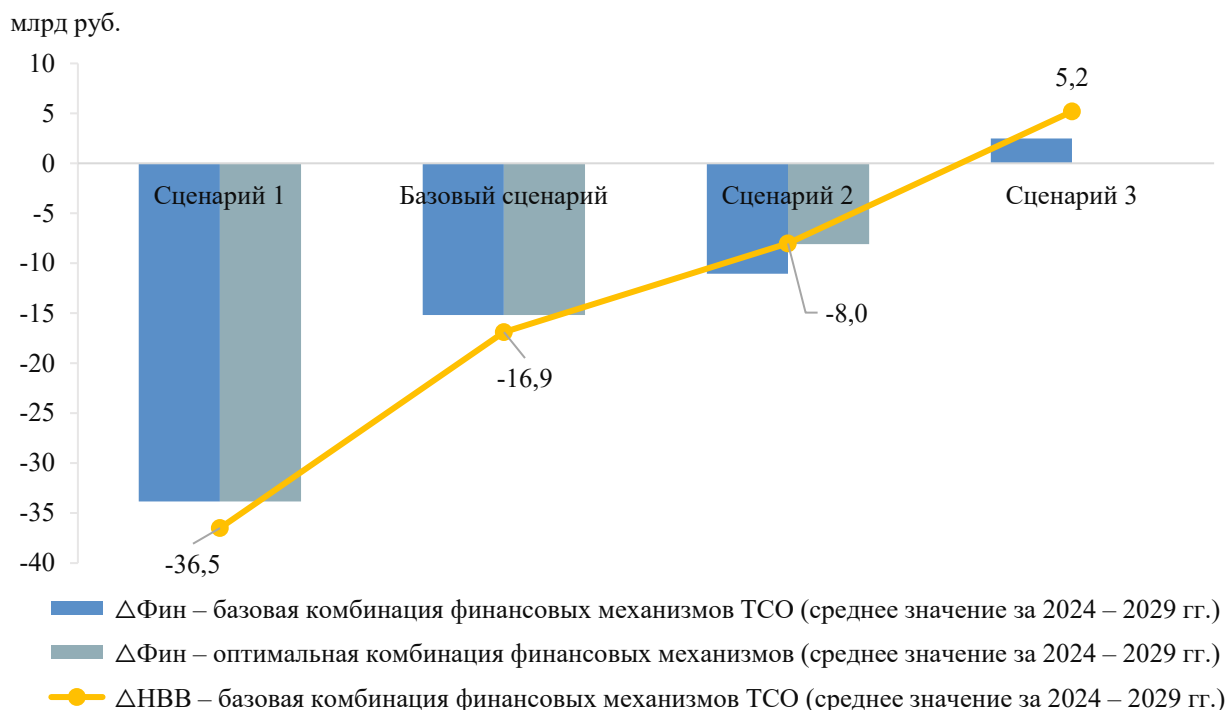


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории г. Москвы

Результаты оценки ликвидации (снижения) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	6 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) за счет изменения финансовых механизмов (таблица 23).

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 2029 году в объеме 60982 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,37 %.

Потребление мощности г. Москвы к 2029 году увеличится и составит 10852 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,19 %.

Годовое число часов использования потребления мощности г. Москвы в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5609–5787 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 55 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в 2029 году составит 10678,5 МВт.

Всего по г. Москва за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 174,2 км, трансформаторной мощности 2445 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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 2029 года на территории г. Москва

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					01.01.2023									
					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										
		2	T-30-90		30,0									Вывод из эксплуатации 01.05.2023
		3	T-30-90		30,0									Вывод из эксплуатации 01.05.2023
		5	ПТ-65-90		65,0									Вывод из эксплуатации 01.05.2023
		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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
		8	T-110/120-130		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	
		11	ПГУ		445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1110,0	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0		
ТЭЦ-21 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	T-110/120-130-5		110,0	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	100,0	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	1765,0	1775,0	1775,0	1775,0		
ТЭЦ-23 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	T-110/120-130-5		110,0	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	100,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Модернизация в 2027 г.
		4	T-110-130		100,0	100,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Модернизация в 2024 г.
		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	250,0	250,0	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	1420,0	1430,0	1430,0	1430,0	1449,0	1449,0	1449,0		
ТЭЦ-25 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	ПТ-60-130/13		60,0	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	250,0	250,0	259,0	259,0	259,0	Модернизация в 2027 г.
		бл. 4	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	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	1370,0	1377,0	1386,0	1386,0	1386,0		
ТЭЦ-26 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	ПТ-90/100-130/13-1М ЛМЗ		90,0	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»			Газ, мазут										
		26	P-10(12)-26/1.2		10,0	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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Установленная мощность, всего		–	–	–	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0		
ГТЭС «Постниково»	КП «МЭД»			Газ										
		1	SGN-800		45,0	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	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	45,3	
		2	ГТУ SGT-800		45,3	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 «Герешково»	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.L.C.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		2	JMS 620 GS-B/N.L.C.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		3	JMS 620 GS-B/N.L.C.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		4	JMS 620 GS-B/N.L.C.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		5	JMS 620 GS-B/N.L.C.		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		
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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					01.01.2023	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 ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой ШПР 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	929,02	929,02
2	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШПР 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	1858,08	1858,08
3	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	–	–	–	–	– ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	2076,68	2076,68

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
4	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	–	–	–	–	– ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	922,22	922,22
5	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство КЛ 220 кВ Бутырки – Белорусская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 6,325 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×6,325	–	–	–	–	–	–	12,65	2023	Реновация основных фондов	1951,26	192,4
6	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	– ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	2264,06	2264,06

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
7	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	– ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	210,86	210,86
8	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция участка КВЛ 220 кВ Очаково – Подушкино ориентировочной протяженностью 0,125 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	0,125	–	–	–	–	–	0,125	– ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	18,36	18,36
9	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	2023 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	63,87	41,50

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
10	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 ³⁾	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности.	1531,96	904,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
11	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	2327,87	2191,6
					110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	2027			

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются 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, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3³⁾ 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.