

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГА И
ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 1

ГОРОД САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период.....	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	19
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	19
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	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	23
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	23
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	24
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	25
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	25
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	28
3.3	Прогноз потребления мощности.....	29
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	31
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
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. Санкт-Петербурга	34
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	37
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	39
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	41
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	42
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	43
7.1	Основные подходы	43
7.2	Исходные допущения.....	44
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	47
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	48
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	49
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	52
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	53

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	54
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.....	57

Книга 2

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)
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЗП	–	осенне-зимний период
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
Т	–	трансформатор
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТЭК	–	топливно-энергетический комплекс
ТЭС	–	тепловая электростанция

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

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2025–2030 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «город Санкт-Петербург»;
- книга 2 «Ленинградская область».

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

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

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

- филиал ПАО «Россети» – Ленинградское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области;
- ПАО «Россети Ленэнерго»;
- АО «ЛЮЭСК – Электрические сети Санкт-Петербурга и Ленинградской области».

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области связана с энергосистемами:

- Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт.;
- Псковской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Новгородской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 7 шт.;
- Республики Карелия (Филиал АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;
- Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;
- Эстонии: ВЛ 330 кВ – 1 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт.;
- Финляндии: ВЛ 400 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

С мая 2022 года прекращены поставки электрической энергии и мощности из ЕЭС России в Финляндскую Республику. В настоящее время на территории Финляндии ВЛ 400 кВ Выборгская – Кюми (ЛЛн-1) и ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликкяля (ЛЛн-3) соединены в новую ЛЭП 400 кВ Кюми – Юлликкяля, а ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликкяля (ЛЛн-2) разъединена.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга»	140,7
ГУП «Петербургский метрополитен»	112,0
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	76,4
ГУП «ТЭК Санкт-Петербурга»	75,4
СПб ГУП «Горэлектротранс»	70,6
СПб ГБУ «Ленсвет»	53,7
Филиал АО «АЭМ-Технологии» «АЭМ-Спецсталь»	53,2
Более 20 МВт	
ООО «Агроторг» (ООО «Корпоративный центр ИКС 5»)	31,49

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, на 01.01.2024 составила 4606,3 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, доля ТЭС составляет 100 %.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	4583,3	–	–	+23,0	–	4606,3
ТЭС	4583,3	–	–	+23,0	–	4606,3

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2023 году составило 22550,4 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	22318,6	20131,7	23373,1	22636,3	22550,4
ТЭС	22318,6	20131,7	23373,1	22636,3	22550,4

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	46917	45252	49195	48974	49120
Годовой темп прироста, %	-0,19	-3,55	8,71	-0,45	0,30
Максимум потребления мощности, МВт	7719	7080	8243	8004	8234
Годовой темп прироста, %	1,27	-8,28	16,43	-2,90	2,87
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6078	6392	5968	6119	5966
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.01 11:00	11.12 17:00	10.12 17:00	12.01 12:00	08.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,2	-5,3	-14,2	-14,5	-14,9
<i>г. Санкт-Петербург</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	25171	23831	25734	25419	25578
Годовой темп прироста, %	-0,96	-5,32	7,99	-1,22	0,63
Доля потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	53,7	52,7	52,3	51,9	52,1
Потребление мощности (совмещенное) на час максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	4275	3831	4459	4345	4447
Годовой темп прироста, %	1,14	-10,39	16,39	-2,56	2,35
Доля потребления мощности г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	55,4	54,1	54,1	54,3	54,0
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5888	6221	5771	5850	5752

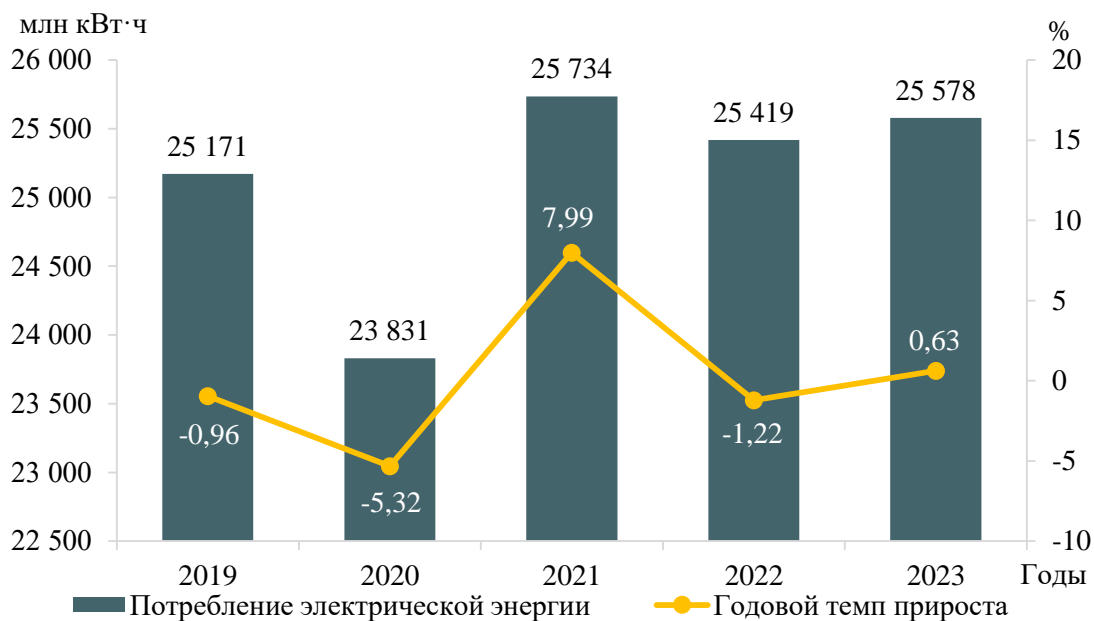


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста

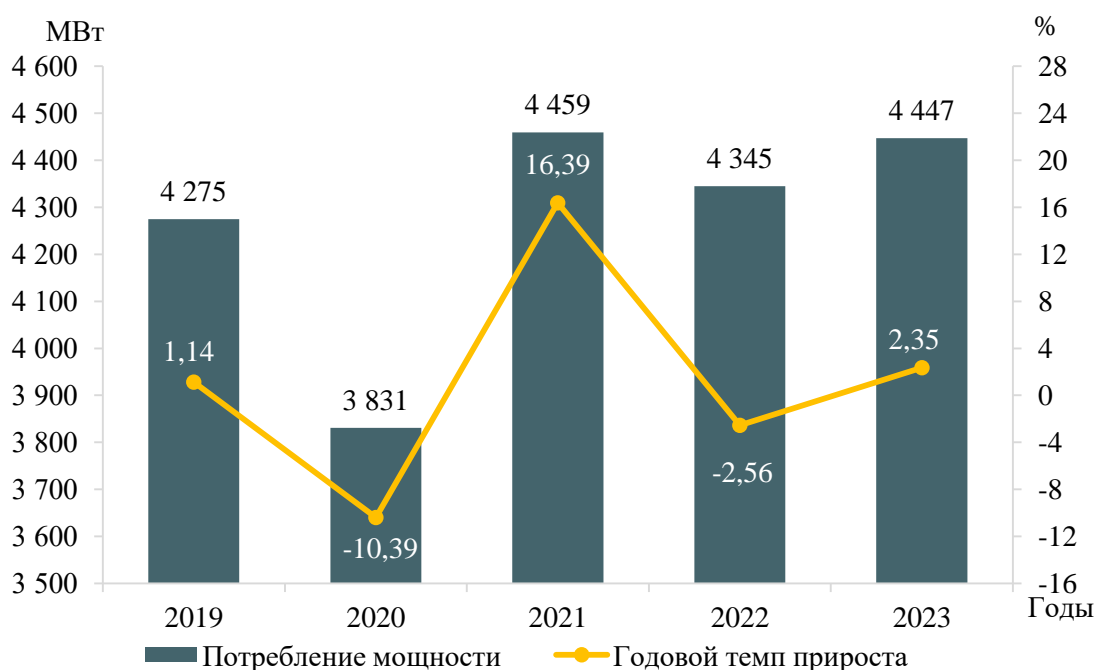


Рисунок 2 – Потребление мощности г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области увеличилось на 2116 млн кВт·ч и составило в 2023 году 49120 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,88 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 3,55 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области вырос на 612 МВт и составил 8234 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,56 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 16,43 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 8,28 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области был зафиксирован в 2024 году в размере 8333 МВт.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии г. Санкт-Петербурга увеличилось на 164 млн кВт·ч и составило 25578 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,13 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,99 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 5,32 %.

Доля г. Санкт-Петербурга в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в ретроспективный период снизилась с 53,7 % до 52,1 % (или на 1,6 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности г. Санкт-Петербурга увеличилось на 220 МВт и составило 4447 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,02 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 16,39 % в 2021 году. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 10,39 %, что было обусловлено не только ограничительными мерами, но и теплой зимой.

Исторический максимум потребления мощности г. Санкт-Петербурга был зафиксирован в 2021 году в размере 4518 МВт.

Доля г. Санкт-Петербурга в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период снизилась с 55,4 % до 54,0 % (или на 1,4 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии по г. Санкт-Петербургу менее плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в целом, что обусловлено большой долей населения и сферы услуг в структуре потребления электрической энергии региона.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом объемов жилищного строительства;
- увеличением потребления обрабатывающими производствами.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Санкт-Петербурга приведен в таблице 5, перечень

изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Санкт-Петербурга приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Колпинская – Шоссейная с отпайкой на ПС Вишерская (ВЛ 110 кВ Колпинская-8) протяженностью 0,13 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	0,13 км
2	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Чесменская – Ленсоветовская с отпайками протяженностью 0,19 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	0,19 км
3	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Чесменская – Ленсоветовская с отпайками протяженностью 5,62 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	5,62 км
4	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Василеостровская – Уральская № 2 протяженностью 0,94 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	0,94 км
5	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Ниссан – Каменка протяженностью 7,1 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×7,1 км
6	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Новоржевская – Пороховская протяженностью 3,37 км и 3,34 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	3,37 км 3,34 км
7	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Пулковская – Пушкин-Северная протяженностью 5,28 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	5,28 км
8	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Ржевская – Цветная протяженностью 7,75 км и 7,63 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	7,75 км 7,63 км
9	110 кВ	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Красный Октябрь I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Водогрейная котельная протяженностью 0,24 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	0,24 км
10	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Пушкин-Северная – Пушкин-Южная путем соединения двух отпайек: на ПС 110 кВ Пушкин-Северная (ПС 711) (отсоединена от КВЛ 110 кВ Колпинская – Пушкин-Южная с отпайкой на ПС Детское Село) и на ПС 110 кВ Пушкин-Южная (ПС 185) (отсоединена от КВЛ 110 кВ Колпинская – Пушкин-Северная с отпайкой на ПС Детское Село)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чесменская – Шоссейная с отпайкой на ПС Крыловская (КВЛ 110 кВ Шоссейная-1) путем отсоединения участка до ПС 110 кВ Шоссейная (ПС 401) с изменением диспетчерского наименования ЛЭП на КВЛ 110 кВ Чесменская – Крыловская	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–
12	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Авиагородок – Шоссейная протяженностью 4,12 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	4,12 км
13	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Западная – Рубеж протяженностью 2,3 км и 2,25 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2,30 км 2,25 км
14	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Северная – Конная протяженностью 3,85 км и 3,6 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	3,85 км 3,60 км
15	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Центральная – Графтио путем отключения КЛ 110 кВ Центральная – Московская товарная (К-186) от ПС 110 кВ Московская товарная (ПС 118) и подключения к ПС 110 кВ Графтио (ПС 118)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–
16	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ ЭС-2 ЦТЭЦ – Графтио путем отключения КЛ 110 кВ ЭС-2 Центральной ТЭЦ – Московская товарная (К-184) от ПС 110 кВ Московская товарная (ПС 118) и подключения к ПС 110 кВ Графтио (ПС 118)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–
17	110 кВ	Строительство заходов КЛ 110 кВ Завод Ильич – Левашовская № 3 (КЛ 110 кВ К-125) на ПС 110 кВ Карповская (ПС 69) протяженностью 4,45 км и 0,38 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	4,45 км 0,38 км
18	110 кВ	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Колпинская – Поповка (ВЛ 110 кВ Колпинская-6) протяженностью 0,97 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	0,97 км
19	110 кВ	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Колпинская – РЦ-11 (ВЛ 110 кВ Колпинская-7) протяженностью 0,43 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	0,43 км
20	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЮЗОС – Сосновая Поляна с отпайкой на ПС Стрельна (ВЛ 110 кВ Южная-18) путем отсоединения отпайки направлением на ПС 110 кВ Стрельна (ПС 62)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	–
21	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Колпинская – Шоссейная с отпайкой на ПС Вишерская (ВЛ 110 кВ Колпинская-8) на ПС 110 кВ Витебская (ПС 309) протяженностью 3,29 км и 3,46 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	3,29 км 3,46 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
22	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Новоржевская – Заневский Пост-II протяженностью 0,11 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	0,11 км
23	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Колпино – Силовые машины протяженностью 0,8 км и 0,6 км	Абонентская	2021	0,8 км 0,6 км
24	110 кВ	Строительство двух КЛ 110 кВ Красный Октябрь – Баррикада протяженностью 5,5 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×5,5 км
25	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Звездная – Чесменская II цепь на ПС 220 кВ Купчинская протяженностью 0,302 км каждый	ПАО «Россети»	2022	2×0,302 км
26	110 кВ	Строительство двух ВЛ 110 кВ Юго-Западная ТЭЦ – Жемчужная протяженностью 4,471 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×4,471 км
27	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ЮЗОС – Большевик с отпайками (ВЛ 110 кВ Нарвская-6) на ПС 110 кВ Марьино (ПС 49) протяженностью 0,41 км и 0,49 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	0,41 км 0,49 км
28	110 кВ	Строительство заходов КЛ 110 кВ Василеостровская – Балтийская на ПС 110 кВ Морская (ПС 277) протяженностью 0,4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×0,4 км
29	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Западная – Сосновая Поляна протяженностью 7,5 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	7,5 км
30	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Западная – Стрельнинская протяженностью 7,5 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	7,5 км
31	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чесменская-Крыловская протяженностью 3,3 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	3,3 км
32	110 кВ	Строительство заходов КЛ 110 кВ Ржевская – Цветная №2 на ПС 110 кВ Суздальская (ПС 134) протяженностью 2,77 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2023	2×2,77 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) с заменой трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заневский Пост-II (ПС 444) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА (с переносом на ПС 110 кВ Новолисино-тяговая (ПС 435)) на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, ранее установленный на ПС 110 кВ Новолисино-тяговая (ПС 435)	ОАО «РЖД»	2019	40 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Каменка (ПС 100) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×80 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ленсоветовская (ПС 210) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×25 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Цветная (ПС 120) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×80 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ЭС-2 Центральной ТЭЦ с установкой одного трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 80 МВА	ПАО «ТГК-1»	2019	80 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Графтио (ПС 118) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×40 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заневский Пост-II (ПС 444) с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА (с переносом на ПС 110 кВ Новолисино-тяговая (ПС 435)) на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, ранее установленный на ПС 110 кВ Новолисино-тяговая (ПС 435)	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Конная (ПС 64) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×63 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Октябрь с установкой второго трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	63 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Варшавская (ПС 70) с установкой трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая Поляна (ПС 156) с заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	63 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Карповская (ПС 69) с двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×63 МВА
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Баррикада (ПС 276) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×80 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Боровая (ПС 542) 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 Ленэнерго»	2021	2×80 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Варшавская (ПС 70) с заменой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	63 МВА
17	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Витебская (ПС 309) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×63 МВА
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Победа (ПС 158) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×63 МВА
19	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Силовые машины с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Силовые машины»	2021	2×63 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая Поляна (ПС 156) с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	63 МВА
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Университет (ПС 196) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
22	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Завод Ильич с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый и трансформатора Т-5 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	2022	2×63 МВА
23	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Купчинская с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×40 МВА
24	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Марьино (ПС 49) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×40 МВА
25	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Морская (ПС 277) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×40 МВА
26	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Жемчужная (ПС 202) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2022	2×40 МВА
27	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Ржевская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	2023	200 МВА
28	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Суздальская (ПС 134) с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2023	2×63 МВА

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

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

На территории г. Санкт-Петербурга отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	3,70
	19.06.2019	19,60
2020	16.12.2020	-0,20
	17.06.2020	22,40
2021	15.12.2021	0,80
	16.06.2021	16,70
2022	21.12.2022	-3,10
	15.06.2022	13,50
2023	20.12.2023	1,20
	21.06.2023	20,20

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 Ленэнерго»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Ленэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	40	10,28	23,78 ¹⁾	17,11	17,84	25,84	5,09	0	9,87	10,46	9,39	0
			T-2	115/38,5/10,5	40	15,96	21,57 ¹⁾	19,15	17,46	31,37	15,63	19,13	13,60	12,39	12,90	

Примечание – ¹⁾ Загрузка трансформаторов исключается из рассмотрения, так как в день контрольного замера 2020 года схема сети 35–110 кВ не соответствовала нормальной схеме данного энергорайона.

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	T-1	ГДТН-40000/110	1986	99	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ГДТН-40000/110	1987	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	2023 / зима	57,21	ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	ТУ для ТП менее 670 кВт (79 шт.)			2024	5,00	0	0,4	0,50	58,70	58,70	58,70	58,70	58,70	58,70
				ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)	ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2025	0,24	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Молодёжная	ТУ для ТП менее 670 кВт (639 шт.)			2024	3,70	0	0,4	0,37						
				ПС 35 кВ Молодёжная	ТУ для ТП менее 670 кВт (10 шт.)			2025	0,23	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Приветнинская	ТУ для ТП менее 670 кВт (19 шт.)			2024	0,43	0	0,4	0,04						
				ПС 35 кВ Приветнинская	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,30	0	0,4	0,03						
				ПС 35 кВ Солнечное (ПС 621)	ТУ для ТП менее 670 кВт (95 шт.)			2024	2,40	0	0,4	0,24						
				ПС 35 кВ Солнечное (ПС 621)	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,32	0	0,4	0,03						
ПС 35 кВ Ушково	ТУ для ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,95	0	0,4	0,09										

ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 57,21 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 19,19 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,49 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 57,21 + 1,49 + 0 - 0 = 58,70 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 22,29 % (без ТП превышение до 19,19 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) расчетный объем ГАО составит 10,70 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 58,70 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории г. Санкт-Петербурга 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. Санкт-Петербурга, 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

Строительство заходов ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Менделеевская.

Для присоединения введенной в эксплуатацию ПС 330 кВ Менделеевская к электрическим сетям 110 кВ энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области необходимо строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец, ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик, ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая и ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Иные технические решения.

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

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

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	2×25 МВА	2024	ПАО «Россети Ленэнерго»
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ – Металлострой с отпайками на ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	2×0,3 км	2024	ПАО «Россети Ленэнерго»

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 2025–2030 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. Санкт-Петербурга, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории г. Санкт-Петербурга

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 20 МВт							
1	Многофункциональные комплексы «Лахта-2» и «Лахта-3»	АО «Синергия»	0,0	42,8	20	2027	ПС 110 кВ Беговая; ПС 110 кВ Невская Губа (ПС 76)
2	Производственное здание	АО «Северо-Западный региональный центр концерна ВКО «Алмаз-Антей» – Обуховский завод»	0,0	40,0	6	2024	ПС 110 кВ Троицкая
3	Многоквартирные жилые дома	ООО УК «Сателлит-Девелопмент»	0,0	35,6	10	2024	ПС 110 кВ Камыши
4	Жилой комплекс	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	0,0	34,2	0,4	2029	ПС 110 кВ Цветная (ПС 120)
5	Жилой комплекс	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	16,2	33,8	6/10	2024 2025	ПС 110 кВ Баррикада (ПС 276)
6	Жилой квартал	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	0,0	32,8	0,4	2025 2027	ПС 110 кВ Цветная (ПС 120)
7	Учебный корпус, научно-исследовательские центры, общежития, промышленные здания	АО «ИТМО Хайпарк»	0,0	31,4	6/10	2024 2025	ПС 110 кВ ДК Порт (ПС 59)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
8	Лахтинско-Правобережная линия Метро от ст. Спасская до ст. Морской фасад	Комитет по строительству в лице СПб ГКУ «Фонд капитального строительства и реконструкции» (ФКСР)	8,4	27,4	110	2024	ПС 110 кВ Гаванская (ПС 131); ПС 110 кВ Рижская (ПС 140); ПС 110 кВ Бородинская (ПС 36)
9	Малозэтажные многоквартирные жилые дома, школа, детские образовательные организации	ООО «СЗ «Сэтл Девелопмент»	0,0	24,0	110	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 110 кВ Стрельнинская (ПС 65) ПС 110 кВ Сосновая Поляна (ПС 156)
10	Комплексное многоэтажное строительство	ООО «СЗ «Сэтл Стандарт»	0,0	22,8	0,4	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Мирная (ПС 34)
11	Энергоцентр многофункциональных комплексов «Лахта-2» и «Лахта-3»	АО «Синергия»	0,0	21,6	20	2028	ПС 110 кВ Невская Губа (ПС 76)
12	Жилой комплекс, многоквартирные дома	ООО «Энергосоюз Северо-Запад»	0,0	20,1	10	2024	ПС 110 кВ Цветная (ПС 120)
13	Жилой квартал	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	0,0	20,0	10	2024 2025 2028	ПС 110 кВ Цветная (ПС 120)
14	Центр обработки данных	ООО «Дата Центр М100»	0,0	20,0	6	2025	Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14)

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу на период 2025–2030 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	52038	52645	53510	54307	55464	56625	58883
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	607	865	797	1157	1161	2258
Годовой темп прироста, %	–	1,17	1,64	1,49	2,13	2,09	3,99
<i>г. Санкт-Петербург</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27097	27085	27607	28047	28671	28777	29028
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-12	522	440	624	106	251
Годовой темп прироста, %	–	-0,04	1,93	1,59	2,22	0,37	0,87
Доля потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	52,1	51,4	51,6	51,6	51,7	50,8	49,3

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется на уровне 58883 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,62 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется в 2030 году и составит 2258 млн кВт·ч или 3,99 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 607 млн кВт·ч или 1,17 %.

Потребление электрической энергии по территории г. Санкт-Петербурга прогнозируется на уровне 29028 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,82 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории г. Санкт-Петербурга прогнозируется в 2028 году и составит

624 млн кВт·ч или 2,22 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 12 млн кВт·ч или 0,04 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста по территории г. Санкт-Петербурга представлены на рисунке 3.

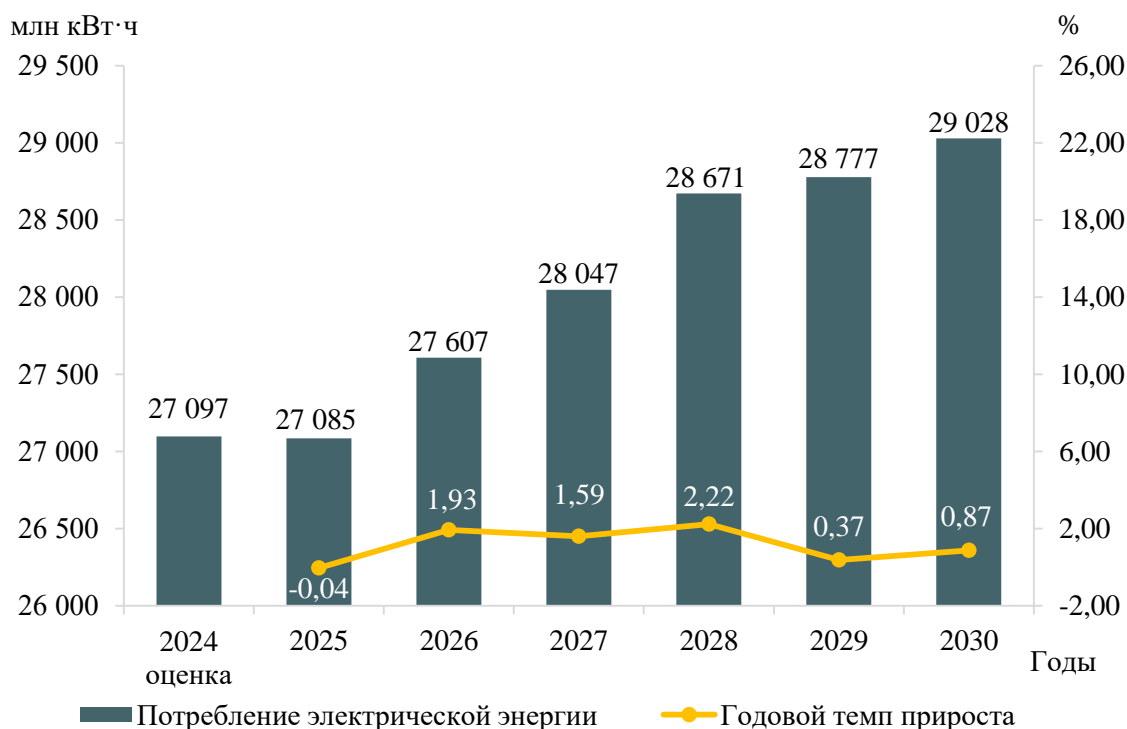


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением объемов жилищного строительства и ростом потребления населением;
- развития объектов транспортного комплекса;
- вводом новых промышленных потребителей;
- развитием сферы услуг.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	8333	8547	8621	8660	8904	9121	9266
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	214	74	39	244	217	145
Годовой темп прироста, %	–	2,57	0,87	0,45	2,82	2,44	1,59
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6245	6159	6207	6271	6229	6208	6355
<i>г. Санкт-Петербург</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	4298	4427	4466	4496	4577	4592	4607
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	129	39	30	81	15	15
Годовой темп прироста, %	–	3,00	0,88	0,67	1,80	0,33	0,33
Доля потребления мощности г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	51,6	51,8	51,8	51,9	51,4	50,4	49,7
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6305	6118	6182	6238	6264	6267	6301

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области к 2030 году прогнозируется на уровне 9266 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,70 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 244 МВт или 2,82 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году и составит 39 МВт или 0,45 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу в целом останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2030 году будет наблюдаться уплотнение годового режима и число часов использования максимума составит 6355 ч/год против 6159 ч/год в 2025 году.

Потребление мощности г. Санкт-Петербурга к 2030 году прогнозируется на уровне 4607 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,47 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 129 МВт или 3,00 %, что обусловлено вводом объектов

непроизводственной сферы; наименьший годовой прирост ожидается в 2029 и 2030 годах и составит 15 МВт или 0,33 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга на перспективу в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде, что объясняется вводом в прогнозный период, главным образом, объектов недвижимости и сферы услуг. Число часов использования потребления мощности к 2030 году прогнозируется на уровне 6301 ч/год против 6118 ч/год в 2025 году.

В целом годовой режим электропотребления г. Санкт-Петербурга более разуплотненный, чем режим электропотребления энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Динамика изменения потребления мощности г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

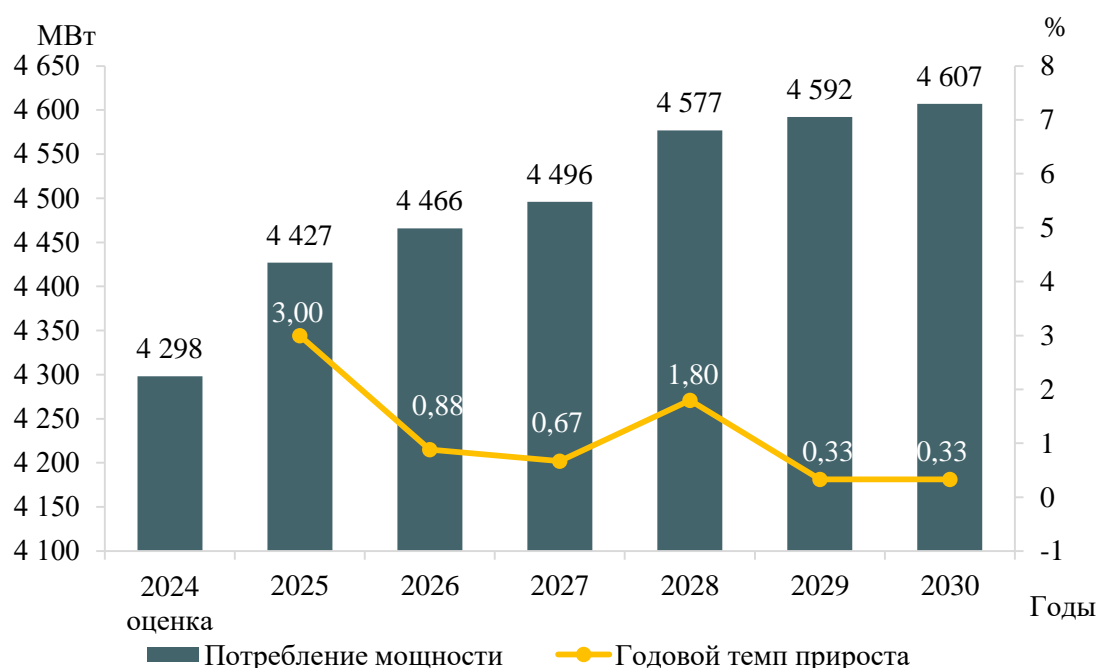


Рисунок 4 – Прогноз потребления мощности г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2024 году составляют 45 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	45	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	45	–	–	–	–	–	–	–

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2030 году составит 4586,2 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, представлена на рисунке 5.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	4586,2	4586,2	4586,2	4586,2	4586,2	4586,2	4586,2
ТЭС	4586,2	4586,2	4586,2	4586,2	4586,2	4586,2	4586,2

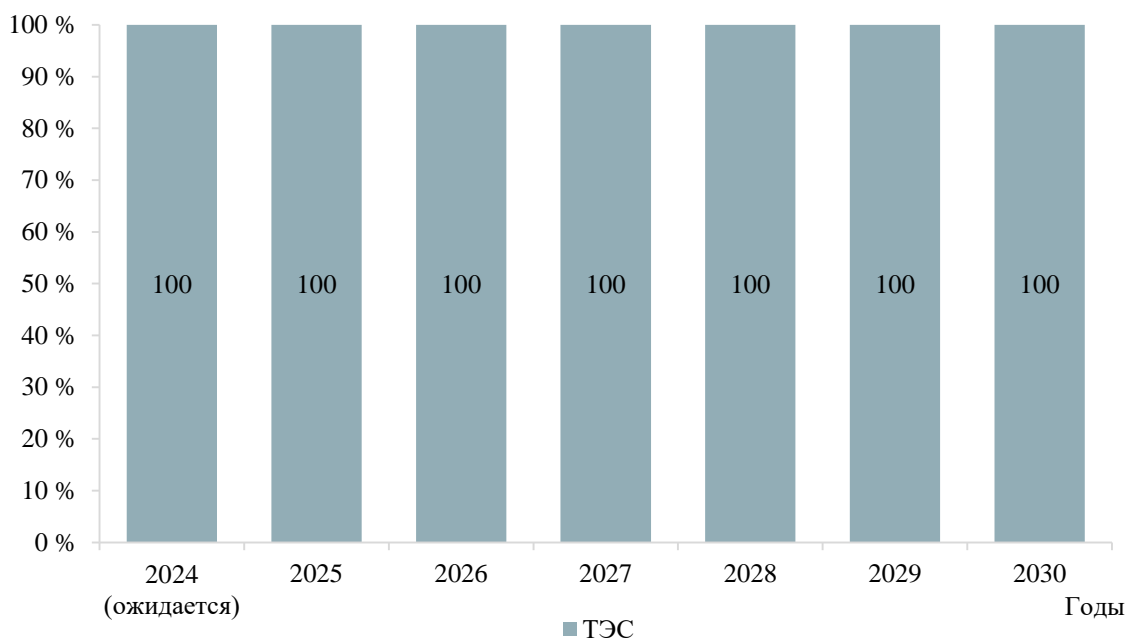


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга

Перечень действующих электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории г. Санкт-Петербурга 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. Санкт-Петербурга

В таблице 17 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. Санкт-Петербурга.

Таблица 17 – 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. Санкт-Петербурга

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Реконструкция ПС 220 кВ Парголово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СК Прага», ООО «Осиновая роща»	ООО «Осиновая роща»	4,07	3
															ООО «СК Прага»	–	7,29
2	Реконструкция ПС 110 кВ Шоссейная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СК «Дальпитерстрой», ООО «ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ «ТРИУМФ»	ООО «СК «Дальпитерстрой»	–	10
															ООО «ЭНЕРГОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ «ТРИУМФ»	–	4,8
3	Реконструкция тяговой ПС 35 кВ Пискаревка с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «Юлмарт девелопмент»	ОАО «РЖД»	–	25,7
															ООО «Юлмарт девелопмент»	–	3,5
4	Строительство двух КЛ 110 кВ Ржевская – Пискаревка-тяговая ориентировочной протяженностью 3 км каждая	ОАО «РЖД»	110	км	–	–	2×3	–	–	–	–	–	6				
5	Реконструкция ПС 110 кВ Пороховская (ПС 24) с установкой третьего трансформатора 110/20/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО»	ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО»	–	21 ¹⁾
6	Строительство ПС 110 кВ Пулковские высоты с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Агропарк»	ООО «Агропарк»	–	10
7	Строительство двух КЛ 110 кВ Пулковская – Пулковские высоты ориентировочной протяженностью 3,5 км каждая	АО «РЭС»	110	км	–	2×3,5	–	–	–	–	–	–	7				
8	Строительство ПС 110 кВ Камыши с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО УК «Сателлит-Девелопмент», ИП Худолей Константин Константинович	ООО УК «Сателлит-Девелопмент»	–	35,6
9	Строительство двух КЛ 110 кВ Жемчужная – Камыши ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	АО «РЭС»	110	км	–	2×5,5	–	–	–	–	–	–	11		ИП Худолей Константин Константинович	–	13,95
10	Реконструкция Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) с установкой пятого трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «ТГК-1»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Дата Центр М100»	ООО «Дата Центр М100»	–	20

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
11	Строительство ПС 110 кВ Беговая (ПС 139) с двумя трансформаторами 110/20/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Синергия»	АО «Синергия»	–	42,845
12	Строительство заходов КЛ 110 кВ Лахта – Крестовская №1 (К-173) на ПС 110 кВ Беговая (ПС 139)	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	–	–	х	–	–	–	х				
13	Строительство заходов КЛ 110 кВ Лахта – Крестовская №2 (К-174) на ПС 110 кВ Беговая (ПС 139)	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	–	–	х	–	–	–	х				
14	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Октябрь с установкой двух трансформаторов 110/20 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный Застройщик «Самолет-Новосаратовка»	ООО «Специализированный Застройщик «Самолет-Новосаратовка»	–	20,619 ²⁾

Примечания

1 ¹⁾ ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО» включен в перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ленинградской области, учтенных в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

2 ²⁾ ООО «Специализированный Застройщик «Самолет-Новосаратовка» включен в перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ленинградской области, учтенных в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ – Металлострой с отпайками на ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,3	–	–	–	–	–	–	0,6	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,517 км и 3,291 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,517 3,291	–	–	–	–	–	–	6,808	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СевНИИГиМ» ¹⁾
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,458 км и 3,332 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,458 3,332	–	–	–	–	–	–	6,79	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СевНИИГиМ» ¹⁾
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,533 км и 0,548 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,533 0,548	–	–	–	–	–	–	1,081	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СевНИИГиМ» ¹⁾
6	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,584 км и 0,459 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,584 0,459	–	–	–	–	–	–	1,043	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СевНИИГиМ» ¹⁾

Примечание – ¹⁾ АО «СевНИИГиМ» включен в перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ленинградской области, учтенных в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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. Санкт-Петербурга, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 08.12.2023 № 15@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021–2025 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 18@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021–2025 годы. Материалы размещены 27.09.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [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 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети г. Санкт-Петербурга по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети г. Санкт-Петербурга (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	537	1017	942	–	–	–	–	2496

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. Санкт-Петербурга при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории г. Санкт-Петербурга осуществляют свою деятельность 11 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Ленэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 96 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Санкт-Петербурга).

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. Санкт-Петербурга на прогнозный период включает в себя:

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

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

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [6].

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 капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для

¹ Распоряжение Комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 29.12.2020 № 288-р.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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 $3,5 \times \text{ЕВИТДА}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

В соответствии с основным методом регулирования НВВ на содержание электрических сетей включает возврат доходности на планируемые инвестиции, рассчитанный укрупненно исходя из нормы доходности 11 % и срока возврата – 35 лет.

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

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год распоряжением Комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 28.11.2022 № 203-р «Об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям на территории Санкт-Петербурга» (в редакции распоряжения Комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 29.11.2023 № 195-р), далее – тарифное решение, приходящейся на долю прочих ТСО в г. Санкт-Петербурге, 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 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей г. Санкт-Петербурга, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей г. Санкт-Петербурга, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в г. Санкт-Петербурге, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

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

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

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

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,2 %	1,9 %	1,6 %	2,2 %	0,4 %	0,9 %

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО г. Санкт-Петербурга представлены в таблице 23.

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	20277	20173	22172	23458	23458	23458
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	179	189	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	29726	31649	25241	27845	27845	27845

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Санкт-Петербурга при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 24 и на рисунке 6.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

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

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	68,3	75,8	81,0	86,0	89,3	93,2
НВВ	млрд руб.	68,2	74,7	82,6	88,0	92,3	96,5
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,1	-1,1	1,6	2,0	3,0	3,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,40	3,70	3,89	4,04	4,18	4,33
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,40	3,65	3,97	4,14	4,32	4,48
Среднегодовой темп роста	%	–	107	109	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,001	-0,06	0,08	0,10	0,14	0,15

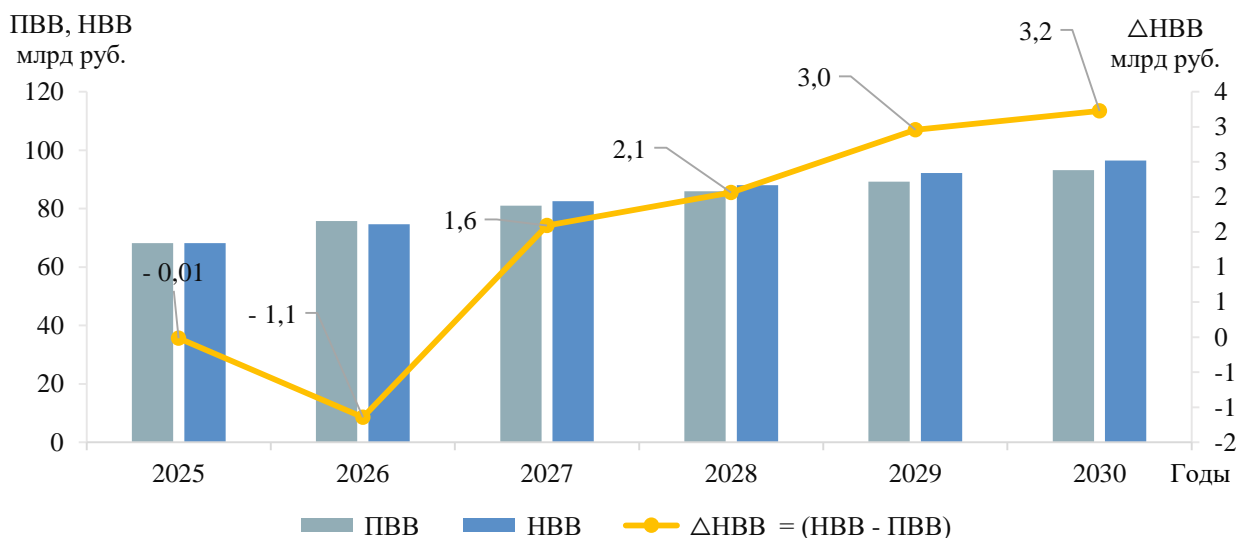


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Санкт-Петербурга при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО г. Санкт-Петербурга при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО г. Санкт-Петербурга при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки в период 2027–2030 годов в сценарии 2 и на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 6,6–92,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

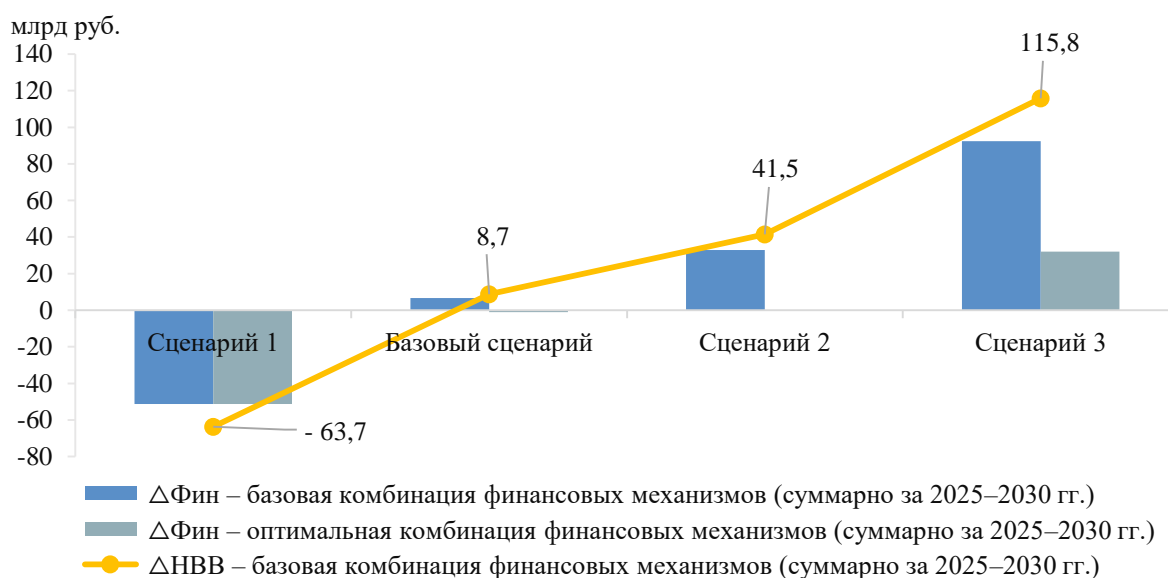


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории г. Санкт-Петербурга

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	9 %	33 %	51 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	12 %	35 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 25). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) определена возможность снижения дефицита финансирования при увеличении объемов бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории г. Санкт-Петербурга, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории г. Санкт-Петербурга, 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 по г. Санкт-Петербургу оценивается в 2030 году в объеме 29028 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,82 %.

Потребление мощности г. Санкт-Петербурга к 2030 году составит 4607 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,47 %.

Годовое число часов использования потребления мощности г. Санкт-Петербурга в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6118–6301 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2024 году составляют 45 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2030 году составит 4586,2 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории г. Санкт-Петербурга в рассматриваемый перспективный период, повысит эффективность функционирования энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории г. Санкт-Петербурга.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 27,320 км, трансформаторной мощности 577 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					01.01.2024									
Установленная мощность (МВт)														
Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, территория г. Санкт-Петербурга														
Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14)	ПАО «ТГК-1»			Газ										
		1	ПГУ		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		2	ПГУ	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0		
Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут										
		2	T-27,5-90		27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		3	T-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		4	T-123/130-130		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	250,5	250,5	250,5	250,5	250,5	250,5	250,5	250,5		
Центральная ТЭЦ	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут										
ЭС-1		1	SGT-800		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	SGT-800		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
ЭС-2		2	T-23-90	23,0									Вывод из эксплуатации в 2024 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	123,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут										
		1	T-22-90		22,0									Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		2	ПТ-30-8,8		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		3	ПТ-30-8,8		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		6	T-123/130-12,8 ПР2		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
		7	T-123/130-12,8 ПР2	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	328,0	306,0	306,0	306,0	306,0	306,0	306,0	306,0		
Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут										
		3	T-50/60-8,8		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	ПТ-25-90/10		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5	ПТ-60-90/13	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0		
Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут										
		1	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		2	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		3	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		4	ПГУ	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0	457,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0	1207,0		
Северо-Западная ТЭЦ	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ, дизельное топливо										
		1	ПГУ		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
		2	ПГУ	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0		
Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут										
		1	T-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		2	ПГУ	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	643,0	643,0	643,0	643,0	643,0	643,0	643,0	643,0		
ТЭЦ НПО ЦКТИ	ОАО «НПО ЦКТИ»			Газ, мазут										
		1	АТ-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АР-6-35/3		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-6-35/10/1.2	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ Обуховоэнерго	ООО ГК «Обуховэнерго»	1	ПР-12,9-2,8	Газ, мазут									
		2	P-12-35/5		12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	
		–	–		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГТ ТЭЦ Балтика - СПб	ООО ПК «Балтика»			Газ, дизельное топливо									
		1	Turbomach TBM – T70 CED		7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
Юго-Западная ТЭЦ	АО «Юго-Западная ТЭЦ»			Газ, дизельное топливо									
		1	ПГУ		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
		2	ПГУ		275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС Петербургтеплоэнерго	ООО «Петербургтеплоэнерго»			Газ									
г. Зеленогорск		1-15	Газо-турбинный двигатель ТА-100 RCHP (Elliott)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
г. Ломоносов		1-2	Газо-поршневые установки JMS 612 GS-N.L		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
пос. Песочный		1-2	Газо-поршневые установки TCG 2020 V16		3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭЦ ГУП «ТЭК СПб»	ГУП «ТЭК СПб»			Газ									
котельная «Приморская»		1	P-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		2	P-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
котельная «Парнас-4»		1	P-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		2	P-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		3	P-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		4	P-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭЦ ПГУ ГСР Энерго	АО «ГСР ТЭЦ»			Газ									
		1	ПГУ		104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС ВВСС (Воздушные Ворота Северной Столицы)	ООО «ВВСС»			Газ									
		1	SGT 100		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	
		2	SGT 100		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС АО «Петербургский тракторный завод»	АО «Петербургский тракторный завод»			Газ									
		1	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Ввод в эксплуатацию 14.05.2024
		2	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Ввод в эксплуатацию 14.05.2024
		3	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Ввод в эксплуатацию 14.05.2024
		4	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Ввод в эксплуатацию 14.05.2024
		5	JMS 624 GS-N.L		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Ввод в эксплуатацию 14.05.2024
		6	JMS 624 GS-N.L	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	Ввод в эксплуатацию 14.05.2024	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
					24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергетический центр г. Санкт-Петербург	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»			Газ									
		1	Cummins QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	Cummins QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	Cummins QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		4	Cummins QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	

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. Санкт-Петербурга

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2024	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	2238,42	1783,89
2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ – Металлострой с отпайками на ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,3	–	–	–	–	–	–	0,6	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	640,80	640,8
4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,517 км и 3,291 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,517 3,291	–	–	–	–	–	–	6,808	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	179,82	65,23
5	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,458 км и 3,332 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,458 3,332	–	–	–	–	–	–	6,79	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	179,43	65,09
6	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,533 км и 0,548 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,533 0,548	–	–	–	–	–	–	1,081	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	27,54	9,99

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,584 км и 0,459 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,584 0,459	–	–	–	–	–	–	1,043	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	26,71	9,69

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

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