

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ И ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

КНИГА 1

Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии на территории г. Санкт-Петербурга	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	19
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	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	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	25
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	26
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше	26
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	26
2.3.3 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	28
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	29
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	29
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	32
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	33
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	35
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	37
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	37
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	37
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	40
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	42
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	43
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	44
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	45
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	46
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	47

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.....	49
--------------	---	----

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) |
| ЕЭС | – Единая энергетическая система |
| зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -25 °С; Макс зима 0,92 | – зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 25 °С |
| зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Макс зима МУ | – зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С |
| зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -25 °С; Мин зима 0,92 | – зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 25 °С |
| зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ | – зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С |

ИП	– инвестиционный проект
ИТС	– индекс технического состояния
КВЛ	– кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	– кабельная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Макс лето	– летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 18 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +25 °С; ПЭВТ	– летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 25 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Мин лето	– летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 18 °С
ЛЭП	– линия электропередачи
Минэкономразвития России	– Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	– Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	– налог на добавленную стоимость
ОРУ	– открытое распределительное устройство
ПАР	– послеаварийный режим
ПС	– (электрическая) подстанция
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РПН	– устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	– (электрическое) распределительное устройство

СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ШР	–	шинный разъединитель
ЭС	–	электроэнергетическая система, энергосистема
$S_{\text{ддн}}$	–	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 2023–2028 годы» состоит из двух книг:

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

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 и Ленинградской области на каждый год перспективного периода (2023–2028 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 2028 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 период до 2028 года, в том числе:

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

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

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 Федерации – г. Санкт-Петербург и Ленинградская область.

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:

- ПАО «Россети» (филиал Магистральные электрические сети Северо-Запада);
- ПАО «Россети Ленэнерго»;
- АО «ЛОЭСК – Электрические сети Санкт-Петербурга и Ленинградской области».

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области

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

- Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тверское 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.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии на территории г. Санкт-Петербурга

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год, приведен в таблице 1.

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

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	320 ¹⁾
Более 20 МВт	
ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга»	80

Примечание – ¹⁾ Максимальное потребление мощности приведено в целом по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

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 01.01.2022 составила 4577,8 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей, 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 2021 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 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	4573,8	–	22,0	+26,0	–	4577,8
ТЭС	4573,8	–	22,0	+26,0	–	4577,8

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	45710	47005	46917	45252	49195
Годовой темп прироста, %	1,39	2,83	-0,19	-3,55	8,71
Максимум потребления мощности, МВт	7215	7622	7719	7080	8243
Годовой темп прироста, %	-4,88	5,64	1,27	-8,28	16,43
Число часов использования максимума потребления мощности	6335	6167	6078	6392	5968
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	07.02 19:00	28.02 11:00	28.01 11:00	11.12 17:00	10.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,8	-17,1	-15,2	-5,3	-14,2
<i>в том числе г. Санкт-Петербург</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	25161	25414	25171	23831	25734
Годовой темп прироста, %	0,21	1,01	-0,96	-5,33	7,99
Доля потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	55,0	54,1	53,7	52,7	52,3
Потребление мощности, МВт	4010	4227	4275	3831	4459
Годовой темп прироста, %	-8,30	5,39	1,14	-10,39	16,39
Доля потребления мощности г. Санкт-Петербурга в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	55,6	55,5	55,4	54,1	54,1
Число часов использования потребления мощности	6275	6013	5888	6221	5771

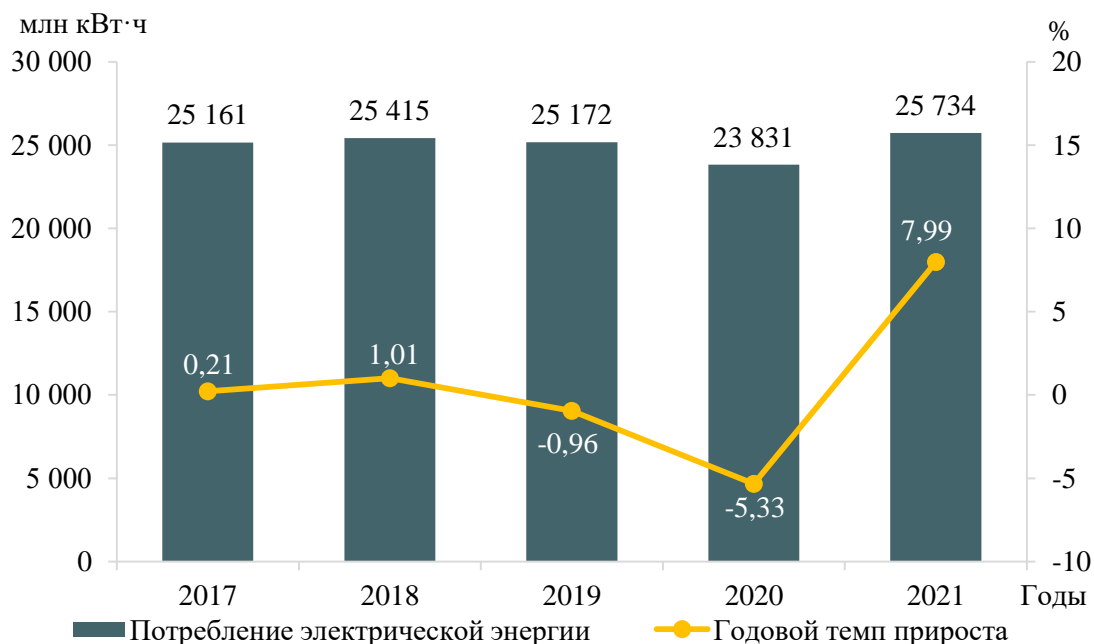


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

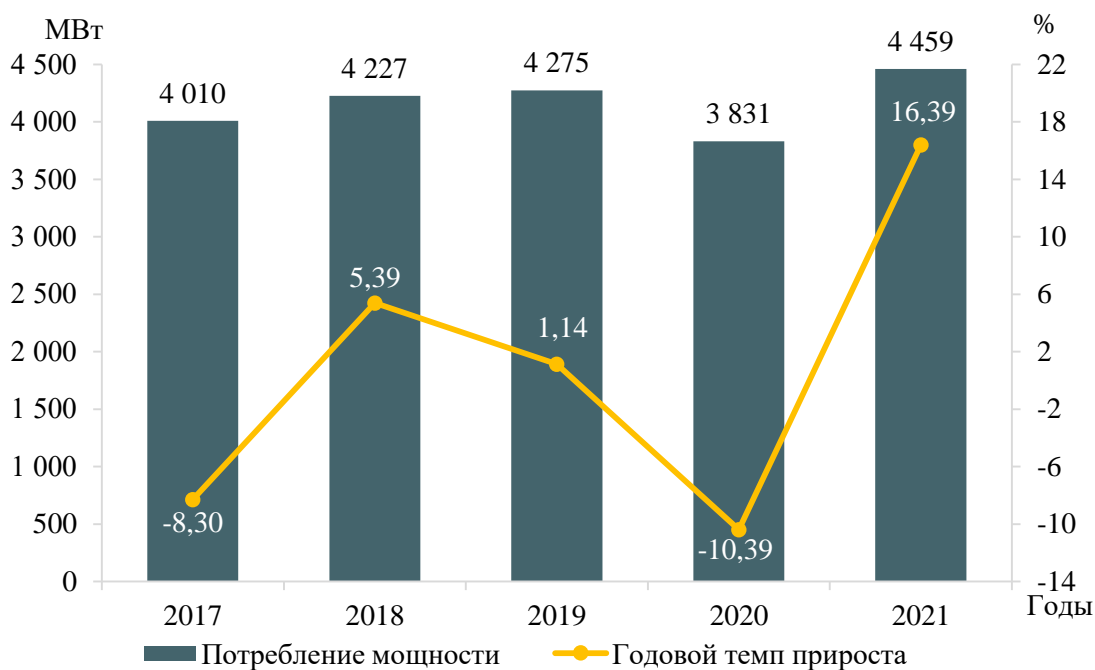


Рисунок 2 – Потребление мощности г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области увеличилось на 4112 млн кВт·ч и составило в 2021 году 49195 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,76 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -3,55 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области вырос на 658 МВт и составил 8243 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,68 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 16,43 % в 2021 году, что обусловлено низкими ТНВ и отменой карантинных мер; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило -8,28%, что было обусловлено ТНВ теплой зимы в период прохождения максимума потребления мощности и антиковидными ограничениями.

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии г. Санкт-Петербурга увеличилось на 626 млн кВт·ч и составило 25734 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,49 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,99 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -5,33 %.

Доля г. Санкт-Петербурга в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в ретроспективный период снизилась с 55,0 % до 52,3 % (или на 2,7 %).

За период 2017–2021 годов потребление мощности г. Санкт-Петербурга выросло на 85 МВт и составило 4459 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,39 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 16,39 % в 2021 году и обусловлен, в том числе и послаблением ограничительных эпидемиологических мер

и значительно более низкой ТНВ. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило -10,39 %.

Доля г. Санкт-Петербурга в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период снизилась с 55,6 % до 54,1 % (или на 1,5 процентных пункта).

Режим электропотребления по г. Санкт-Петербургу менее плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в целом, что обусловлено большей долей домашних хозяйств 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 карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в сфере услуг и ростом объемов жилищного строительства.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет, а также в 2022 году, на территории г. Санкт-Петербурга приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Санкт-Петербурга приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Автоовская ТЭЦ – Первомайская ТЭЦ I цепь с отпайками протяженностью 6,04 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	6,04 км
2	110 кВ	Строительство заходов КЛ 110 кВ Автоовская ТЭЦ – Красный треугольник № 2 (К-127) с образованием КЛ 110 кВ Автоовская ТЭЦ – Варшавская и КЛ 110 кВ Варшавская – Красный треугольник	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	–
3	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Василеостровская – Балтийская протяженностью 14,19 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	14,19 км
4	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Василеостровская – Уральская № 1 протяженностью 0,91 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	0,91 км
5	330 кВ	Строительство КЛ 330 кВ Южная – Пулковская № 2 протяженностью 16 км	ПАО «Россети»	2018	16 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Колпинская – Шоссейная с отпайкой на ПС Вишерская (ВЛ 110 кВ Колпинская-8) с заменой провода АС-185/29 на АС-240/32 протяженностью 0,13 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	0,13 км
7	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чесменская – Ленсоветовская с отпайками с заменой провода АС-185/29 на АС-300/39 протяженностью 0,19 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	0,19 км
8	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чесменская – Ленсоветовская с отпайками с заменой провода АС-185/29 на кабель ПвПу2гж 1×1200/185(ов) 64/110 протяженностью 5,62 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	5,62 км
9	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Василеостровская – Уральская № 2 протяженностью 0,94 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	0,94 км
10	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Ниссан – Каменка № 1 протяженностью 7,1 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	7,1 км
11	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Ниссан – Каменка № 2 протяженностью 7,1 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	7,1 км
12	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Новоржевская – Пороховская № 1 протяженностью 3,37 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	3,37 км
13	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Новоржевская – Пороховская № 2 протяженностью 3,34 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	3,34 км
14	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Пулковская – Пушкин-Северная протяженностью 5,28 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	5,28 км
15	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Ржевская – Цветная № 1 протяженностью 7,75 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	7,75 км
16	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Ржевская – Цветная № 2 протяженностью 7,63 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	7,63 км
17	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Октябрьская – Красный Октябрь I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Водогрейная котельная с заменой провода М-120 на провод АС-240 протяженностью 0,24 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	0,24 км
18	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Пушкин-Северная – Пушкин-Южная. Образована путем соединения двух отпайек: на ПС 110 кВ Пушкин-Северная (ПС 711) (отсоединена от КВЛ 110 кВ Колпинская – Пушкин-Южная с отпайкой на Детское Село) и на ПС 110 кВ Пушкин-Южная (ПС 185) (отсоединена от КВЛ 110 кВ Колпинская – Пушкин-Северная с отпайкой на Детское Село)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
19	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чесменская – Шоссейная с отпайкой на ПС Институт им. Крылова (КВЛ 110 кВ Шоссейная-1) путем отсоединения участка до ПС 110 кВ Шоссейная (ПС 401) с изменением диспетчерского наименования ЛЭП на КЛ 110 кВ Чесменская – Крыловская (ПС 110 кВ Институт им. Крылова переименована в ПС 110 кВ Крыловская)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–
20	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Авиагородок – Шоссейная протяженностью 4,12 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	4,12 км
21	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Западная – Рубеж № 1 протяженностью 2,3 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2,3 км
22	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Западная – Рубеж № 2 протяженностью 2,25 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2,25 км
23	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Северная – Конная № 1 протяженностью 3,85 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	3,85 км
24	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Северная – Конная № 2 протяженностью 3,6 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	3,6 км
25	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	–
26	110 кВ	Реконструкция КЛ 110кВ 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	–
27	110 кВ	Строительство заходов КЛ 110 кВ Завод Ильич – Левашовская №3 (КЛ 110 кВ К-125) с образованием КЛ 110 кВ Завод Ильич – Карповская и КЛ 110 кВ Левашовская – Карповская	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	–
28	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Колпинская – Поповка (ВЛ 110 кВ Колпинская-6) с заменой провода протяженностью 0,97 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	0,97 км
29	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Колпинская – РЦ-11 (ВЛ 110 кВ Колпинская-7) с заменой провода протяженностью 0,43 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	0,43 км
30	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) и образованием новой ЛЭП: ВЛ 110 кВ ЮЗОС – Сосновая Поляна	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
31	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Колпинская – Шоссейная с отпайкой на ПС Вишерская (ВЛ 110 кВ Колпинская 8) с образованием КВЛ 110 кВ Колпинская – Витебская и КВЛ 110 кВ Витебская – Шоссейная с отпайкой на ПС Вишерская протяженностью 3,29 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	3,29 км
32	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Колпинская – Шоссейная с отпайкой на ПС Вишерская (ВЛ 110 кВ Колпинская-8) с образованием КВЛ 110 кВ Колпинская – Витебская и КВЛ 110 кВ Витебская – Шоссейная с отпайкой на ПС Вишерская протяженностью 3,46 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	3,46 км
33	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новоржевская – Заневский Пост-П с заменой провода на кабель протяженностью 0,11 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	0,11 км
34	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Колпино – Силовые машины № 1 протяженностью 0,8 км	Абонентская	2021	0,8 км
35	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Колпино – Силовые машины № 2 протяженностью 0,6 км	Абонентская	2021	0,6 км
36	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Красный Октябрь – Баррикада № 1 протяженностью 5,5 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	5,5 км
37	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Красный Октябрь – Баррикада № 2 протяженностью 5,5 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	5,5 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Варшавская (ПС 70) с установкой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	40 МВА
2	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Пулковская с установкой двух ШР 330 кВ мощностью 50 Мвар и 100 Мвар	ПАО «Россети»	2018	50 Мвар 100 Мвар
3	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Северная с установкой четвертого трансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	2018	200 МВА
4	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Южная с установкой одного ШР 330 кВ мощностью 100 Мвар	ПАО «Россети»	2018	100 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) с заменой трансформатора 110/10 кВ на трансформатор 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	63 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заневский пост-II с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2019	40 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Каменка (ПС 100) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×80 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ленсоветовская (ПС 210) с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×25 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Цветная (ПС 120) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×80 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ЭС-2 Центральной ТЭЦ с установкой трансформатора 110/6 кВ мощностью 80 МВА	ПАО «ТГК-1»	2019	80 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Графтио (ПС 118) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×40 МВА
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заневский Пост-II (ПС 444) с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
13	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Конная с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×63 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Октябрь с установкой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	63 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Варшавская установкой трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	63 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая Поляна (ПС 156) с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	63 МВА
17	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
18	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Боровая (ПС 542) с заменой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 63 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×80 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Варшавская с заменой трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	63 МВА
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Победа (ПС 158) с заменой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×63 МВА
22	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
23	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая Поляна (ПС 156) с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	63 МВА
24	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Университет (ПС 196) с заменой трансформатора 110/35/6 кВ на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	40 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

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

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-2,8
	21.06.2017	11,1
2018	19.12.2018	-7,8
	20.06.2018	15,9
2019	18.12.2019	3,7
	19.06.2019	19,6
2020	16.12.2020	-0,2
	17.06.2020	22,4
2021	15.12.2021	0,8
	16.06.2021	16,7

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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Ленэнерго»

По данным ПАО «Россети Ленэнерго» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 Тепличный комбинат (ПС 195)	110	T-1	ТРДН-63000/110/10	115/10,5	63	1979	88,55	36,88	32,7	35,69	32,09	27,06	31,39	27,57	28,93	23,92	23,36	0
			T-2	ТРДН-63000/110/10	115/10,5	63	1990	90,75	22,62	26,22	24,97	20,79	26,74	19,72	20,47	18,48	19,04	20	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 Тепличный комбинат (ПС 195)	T-1	ТРДН-63000/110/10	1979	88,55	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-63000/110/10	1990	90,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	Зимний контрольный замер 2019 года	60,66	ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «ПЕТРА-8»	15-17373	10.05.2016	2022	0,384	0	0,4	0,038	61,34	62,6	62,6	62,6	62,6	62,6
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «Городские кварталы»	16-8389	03.06.2016	2022	0,372	1,866	0,4	0,037						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «ЭЛИК УОРЛД ХОТЕЛС РУС»	17-12953	07.08.2017	2022	2,284	0	0,4	0,457						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «Линк Девелопмент»	19-17517	30.07.2019	2022	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «ПаркРемАвто»	20-500495	28.01.2020	2022	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ИП Троицкий Владимир Александрович	20-502037	12.03.2020	2022	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО ВЗЛЕТ	20-501196	12.02.2020	2022	0,06	0	0,4	0,006						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «ЛИНК ДЕВЕЛОПМЕНТ»	20-504859	26.05.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	Санкт-Петербургское государственное унитарное предприятие пассажирского автомобильного транспорта	20-510478	21.08.2020	2022	0,419	0	0,4	0,042						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «БУРАН»	20-511901	17.09.2020	2022	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «РСТИ-НОВА (СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК)»	21-012348	14.05.2021	2024	2,8	0	0,4	1,12						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «ЛИНК ДЕВЕЛОПМЕНТ»	21-016159	02.06.2021	2022	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	Филиал «Искусственные сооружения» АО «ПО «Возрождение»	21-019338	28.06.2021	2024	0,165	0	0,4	0,016						
ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	Гаражно-стояночный потребительский кооператив «АВТОГРАД»	21-025101	29.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,002										
ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	ООО «МС Паркинг Плюс»	21-029315	01.09.2021	2022	0,015	0	0,4	0,002										

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195)	физ.лицо	21-100	02.02.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						

ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195).

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 60,66 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 85,7 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +3,7$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,124.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,769 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,939 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 62,6 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 88,4 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 60,66 + 1,939 + 0 - 0 = 62,6 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ Тепличный комбинат (ПС 195) с заменой существующих нагрузочных трансформаторов мощностью 2×63 МВА на новые, мощностью 2×80 МВА).

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Ленэнерго»

ПС 35 кВ Пулково (ПС 704).

В соответствии с перечнем планируемого строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, предоставленном ПАО «Россети Ленэнерго», предлагается перевод ПС 35 кВ Пулково (ПС 33) на напряжение 110 кВ со строительством новой ПС 110 кВ Волхонская с установкой двух силовых трансформаторов 110/20/6 кВ мощностью 2×63 МВА.

По данным ПАО «Россети Ленэнерго» к новой ПС 110 кВ планируется подключение следующих перспективных потребителей:

– заявка № 22-018961-100-147 ООО «Специализированный застройщик «Норд Сити» – 45,503 МВт;

– заявка № 22-056193-100-147 ООО «АРТ «СОЗИДАНИЕ» – 15 МВт.

Копии данных заявок/договоров не предоставлены. Суммарная договорная мощность – 60,503 МВт. Существующая нагрузка ПС 35 кВ Пулково (ПС 704) – 11,66 МВА.

Схема внешнего электроснабжения предполагается следующая (рисунок 3):

– спрямление линии КВЛ 35 кВ Пулково-Шушары с отпайкой на ПС Паровозный музей (КВЛ 35 кВ Шушарская-2) с линией КВЛ 35 кВ Пушкин-Северная-Пулково с отпайкой на ПС Детскосельская (КВЛ 35 кВ Пушкинская-1) с образованием направления КВЛ 35 кВ Пушкин-Северная-Шушары с отпайками;

– строительство двух ЛЭП 110 кВ от РУ 110 кВ ПС 110 кВ Волхонская до места врезки в КЛ 110 кВ Пулковская – Авиагородок, с образованием двух ЛЭП 110 кВ Пулковская – Волхонская и ЛЭП 110 кВ Авиагородок – Волхонская.

Ориентировочный срок реализации мероприятий запланирован на 2025–2026 годы.

Ввиду отсутствия обосновывающих материалов, а также утвержденных ТУ на ТП, включение мероприятий по предложениям субъектов в перечни мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России не обосновано.

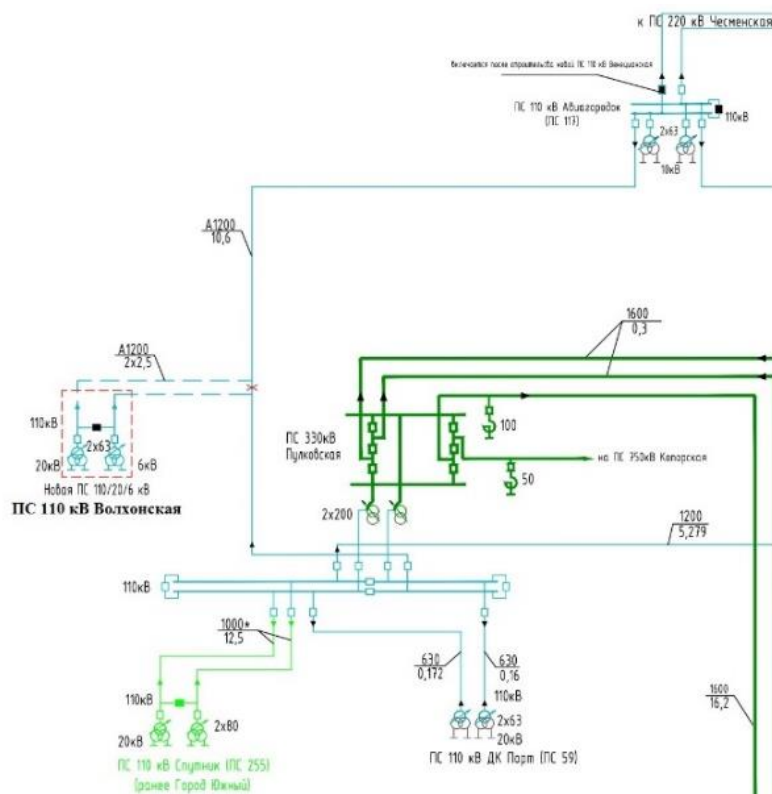


Рисунок 3 – Однолинейная схема присоединения новой ПС 110 кВ Волхонская

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

2.2.3.1 АО «АТЭК»

АО «АТЭК» в табличном виде предоставило информацию по недоотпуску электрической энергии на ПС 110 кВ Корнеевская (ПС 180) при отключении одного из трансформаторов. Отключаемый объем нагрузки составляет 10 МВт. По предоставленной таблице с данными актуальной редакции инвестиционной программы в качестве мероприятия, направленного на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, предлагается реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Корнеевская (ПС 180), планируемая в 2025 г.

Не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям, соответствующие обосновывающие материалы по предлагаемому мероприятию не предоставлены, поэтому включение данных мероприятий в перечни мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России не обосновано.

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

ПС 110 кВ Озеро Долгое (ПС 96).

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый, а также ММПС 110/10 кВ мощностью 25 МВА.

В соответствии с замечаниями Министерства энергетики РФ в рассмотрении уведомления об итоговой инвестиционной программе письмо № 09-4805 от 25.10.2019 согласно пункту 2.3.4 «Установка ММПС является временным техническим решением и не является мероприятием по изменению непосредственно мощности подстанции».

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 88,75 МВА. В ПАР трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) без учета ММПС составит 118,4 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2 (Т-1).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 89,33 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) без учета ММПС составит 119,2 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Т-2 (Т-1). В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Озеро Долгое (ПС 96) расчетный объем ГАО составит 14,36 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Озеро Долгое (ПС 96) с заменой ММПС на трансформатор Т-3 110/10/10 кВ мощностью не менее 14,36 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Однако, реконструкция ПС 110 кВ Озеро Долгое (ПС 96) с установкой третьего силового трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА вместо демонтируемой ММПС 110 кВ уже выполняется в рамках утвержденной приказом Министерства энергетики № 31@ от 23.12.2021 Инвестиционной программы ПАО «Россети Ленэнерго» (идентификатор инвестиционного проекта F_10140102000).

В настоящее время по данному инвестиционному проекту выполнены проектно-изыскательские работы по договорам № 14-215 от 10.01.2014 (освоение в

объеме 100 % от стоимости договора) и № 17-12212 от 29.12.2017 (освоение в объеме 100 % от стоимости договора), ведутся строительно-монтажные работы (договор № 19-17241 от 09.12.2019), заключен договор на поставку трансформатора № 19-14512 от 15.10.2019, выполнена поставка оборудования на объект.

Таким образом, в связи с фактическим приобретением трансформатора мощностью 63 МВА, изменение технических решений с установкой третьего трансформатора мощностью 16 МВА вместо 63 МВА нецелесообразно, так как это может привести к увеличению стоимости и сроков реализации мероприятия, а также риску невыполнения в требуемые сроки обязательств по ТП.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А).

В настоящий момент на ПС 35 кВ Понтонная (ПС 33) установлены трансформаторы Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,26 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 82,9 % от $S_{длн}$, что не превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом прироста нагрузки по действующим договорам на технологическое присоединение может составить 13,42 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 84 % от $S_{длн}$, что не превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

По результатам осмотра оборудования ПС 35 кВ Понтонная (ПС 33), отмеченных аварийным актом обследования технического состояния от 16.05.2011 г., выявлена необходимость комплексной реконструкции подстанции. Индекс технического состояния объекта в целом равен 52 (в части подстанции – 33, большинство оборудования РУ-35 и 6 кВ имеет индекс менее 50).

Учитывая техническое состояние ПС 35 кВ Понтонная (ПС 33) предусмотрено строительство нового центра питания – ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с демонтажем ПС 35 кВ Понтонная (ПС 33) и переводом всей нагрузки на новую подстанцию.

Максимальная перспективная нагрузка силовых трансформаторов новой ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с учетом перевода существующей нагрузки с ПС 35 кВ Понтонная (ПС 33) и договоров ТП (с применением коэффициентов реализации ТП) составит 13,42 МВА, для покрытия которой необходима установка двух трансформаторов мощностью 16 МВА.

Перспективная расчетная нагрузка ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с учетом развития инфраструктуры в зоне размещения ПС может составить 30,90 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 193 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) расчетный объем ГАО составит 14,9 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с установкой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Строительство двух КЛ 110 кВ для присоединения ПС 110 кВ Суздальская (ПС 134).

Строительство двух КЛ 110 кВ необходимо для возможности присоединения объекта завершеного строительства ПС 110 кВ Суздальская (ПС 134) и перевода нагрузки с ММПС-1 ПС 110 кВ Гражданская (ПС 124).

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 10 приведены данные планируемых к вводу основных потребителей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в границах г. Санкт-Петербурга, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 20 МВт							
1	Производственное здание	АО «Обуховский завод»	0,0	40,0	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2025	ПС 110 кВ Троицкая
2	Жилой комплекс	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	13,6	36,4	110	2025	ПС 110 кВ Баррикада
3	Многоквартирные жилые дома	ООО УК «Сателлит-Девелопмент»	0,0	35,6	110	2023	ПС 110 кВ Камыши
4	Жилой квартал	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	0,0	32,9	110	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Цветная
5	Жилой комплекс	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	0,0	30,0	110	2023	ПС 110 кВ Баррикада
6	Учебный корпус, научно-исследовательские центры, общежития, промышленные здания	АО «ИТМО Хайпарк»	4,4	27,0	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 110 кВ ДК Порт
7	Малозэтажные многоквартирные жилые дома со встроенно-пристроенными помещениями	ООО «Специализированный Застройщик «Сэтл Инвест»	0,0	26,6	110	2023	ПС 110 кВ Стрельнинская ПС 110 кВ Сосновая Поляна
8	Жилой комплекс, многоквартирные дома	ООО «Энергосоюз Северо-Запад»	0,0	20,1	110	2024	ПС 110 кВ Цветная
9	Жилой квартал	ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ»	0,0	20,0	110	2024–2025	ПС 110 кВ Цветная
10	Многоквартирный жилой дом	ООО «Строительная компания «Каменка»	30,5	14,4	110	2023	ПС 110 кВ Каменка, ПС 110 кВ Стенд

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
11	Жилой комплекс «Галактика»	АО «Эталон Ленспецсму»	9,4	12,6	110	2023 с поэтапным набором мощности до 2025	ПС 110 кВ Измайловская перспектива

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 2023–2028 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	49776	53275	54892	56264	56408	56818
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3499	1617	1372	144	410
Годовой темп прироста, %	–	7,03	3,04	2,50	0,26	0,73
<i>в том числе г. Санкт-Петербург</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	26281	27324	27757	28150	28298	28513
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1043	433	393	148	215
Годовой темп прироста, %	–	3,97	1,58	1,42	0,53	0,76

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется на уровне 56818 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,08 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется в 2024 году и составит 3499 млн кВт·ч или 7,03 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 144 млн кВт·ч или 0,26 %.

Потребление электрической энергии по г. Санкт-Петербургу прогнозируется на уровне 28513 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,48 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга прогнозируется в 2024 году и составит 1043 млн кВт·ч или 3,97 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 148 млн кВт·ч или 0,53 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 10.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста г. Санкт-Петербурга представлены на рисунке 4.

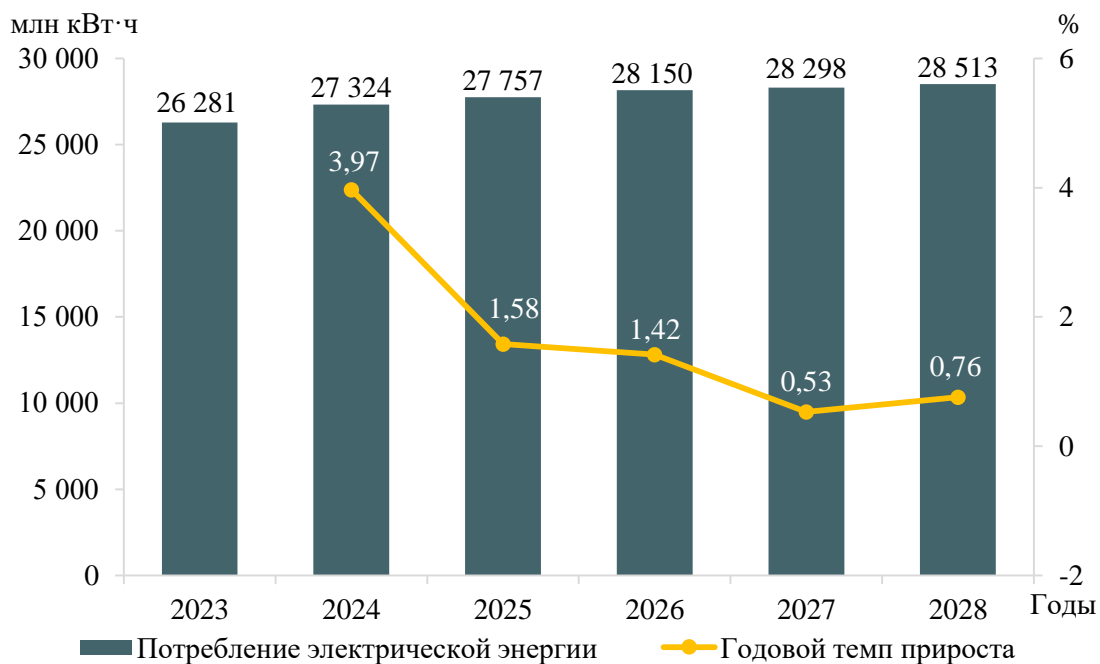


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- увеличением объемов жилищного строительства и ростом потребления в домашних хозяйствах;
- развития объектов транспортного комплекса;
- вводом новых резидентов в АО «ОЭЗ «Санкт-Петербург»;
- развитием сферы услуг.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по г. Санкт-Петербургу

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>						
Максимум потребления мощности, МВт	8554	8953	9004	9014	9050	9090
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	399	51	10	36	40
Годовой темп прироста, %	–	4,66	0,57	0,11	0,40	0,44
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	5819	5951	6096	6242	6233	6251

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>в том числе г. Санкт-Петербург</i>						
Потребление мощности на час максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	4594	4661	4692	4728	4753	4784
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	67	31	36	25	31
Годовой темп прироста, %	–	1,46	0,67	0,77	0,53	0,65
Число часов использования потребления мощности, час/год	5721	5862	5916	5954	5954	5960

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области к 2028 году прогнозируется на уровне 9090 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,41 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 399МВт или 4,66 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит 10 МВт или 0,11 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы на перспективу в целом останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6251 час/год.

Потребление мощности г. Санкт-Петербурга к 2028 году прогнозируется на уровне 4784 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 67 МВт или 1,46 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году и составит 25 МВт или 0,53 %.

Годовой режим электропотребления 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 прогнозируется на уровне 5960 час/год.

В целом режим электропотребления г. Санкт-Петербурга более разуплотненный, чем режим электропотребления энергосистемы в целом.

Динамика изменения потребления мощности г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

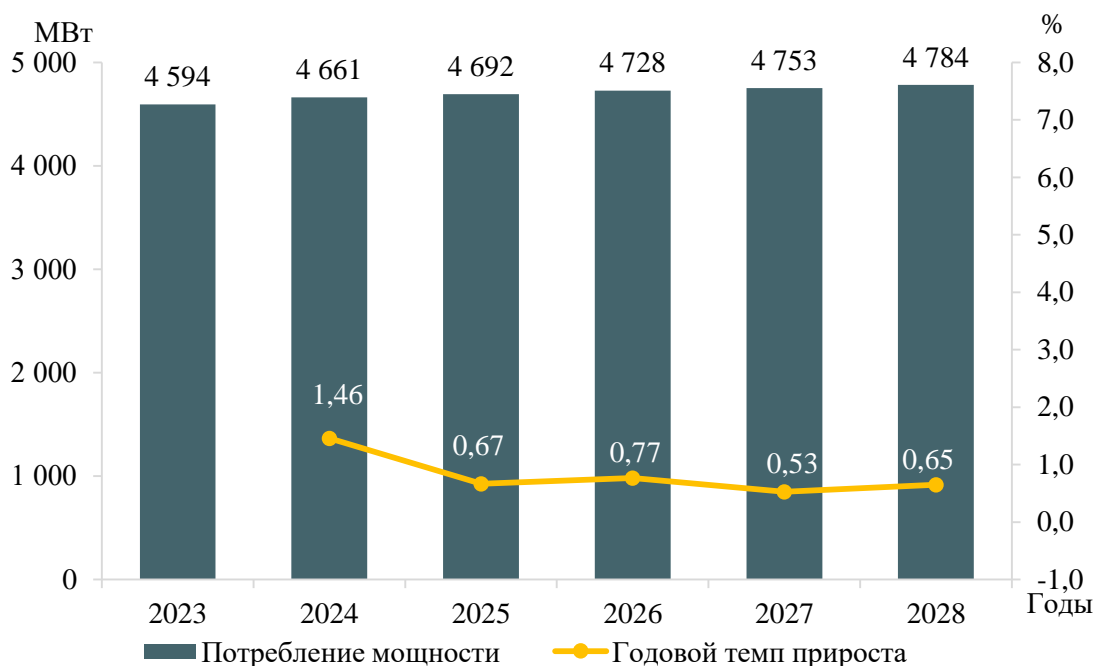


Рисунок 5 – Прогноз потребления мощности г. Санкт-Петербурга и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в 2023–2028 годах составляют 22 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	–	22	–	–	–	–	22
ТЭС	–	22	–	–	–	–	22

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 20 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории

г. Санкт-Петербурга, в 2028 году составит 4581,3 МВт. К 2028 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, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 14. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	4583,3	4581,3	4581,3	4581,3	4581,3	4581,3
ТЭС	4583,3	4581,3	4581,3	4581,3	4581,3	4581,3

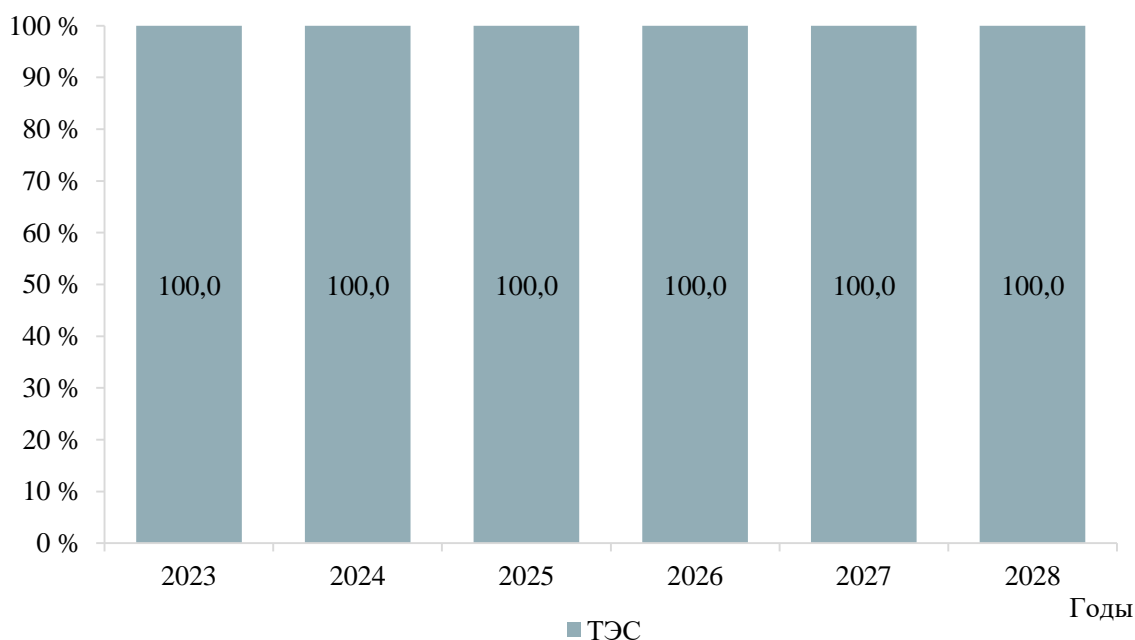


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга

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, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории г. 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 15 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 15 – 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	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 110/6/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СК «Дальпитерстрой»	ООО «СК «Дальпитерстрой»	2,5	7,5
2	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 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СК Прагма», ООО «Осиновая роща»	ООО «Осиновая роща»	–	3
													ООО «Строительная компания ПРАГМА»	–	7,29
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», ПАО «Россети Ленэнерго»	ОАО «РЖД»	–	25,7
4	Строительство двух КЛ 110 кВ Ржевская – Пискаревка-тяговая, ориентировочной протяженностью 2,872 км и 0,2 км	ОАО «РЖД»	110	км	2,872 0,22	–	–	–	–	–	3,072				
5	Реконструкция ПС 330 кВ Ржевская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	200				
6	Строительство двух КЛ 110 кВ для присоединения ПС 110 кВ Суздальская (ПС 134) ориентировочной протяженностью 2,7 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×2,7	–	–	–	–	–	5,4	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Ленэнерго»	ПАО Россети Ленэнерго»	–	16,6
7	Строительство ПС 110 кВ Локомотивная тяговая с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	16,818
8	Строительство двух КЛ 110 кВ Колпино – Локомотивная тяговая I, II цепь ориентировочной протяженностью 3 км каждая	ОАО «РЖД»	110	км	2×3	–	–	–	–	–	6	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»			
9	Строительство ПС 110 кВ Троицкая с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Северо-Западный региональный центр концерна ВКО «Алмаз-Антей» – Обуховский завод»	АО «Северо-Западный региональный центр концерна ВКО «Алмаз-Антей» – Обуховский завод»	–	40
10	Строительство двух КЛ 110 кВ Южная – Троицкая ориентировочной протяженностью 3,899 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×3,899	–	–	–	–	–	7,798	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Северо-Западный региональный центр концерна ВКО «Алмаз-Антей» – Обуховский завод»			
11	Строительство ПС 110 кВ Лабораторная с одним трансформатором 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «ФИЦ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Недвижимость ИЦ ЕЭС»	АО «Недвижимость ИЦ ЕЭС»	–	14,4
12	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Северная – Озеро Долгое II цепь (ВЛ 110 кВ Лахтинская-5) до ПС 110 кВ Лабораторная ориентировочной протяженностью 0,6 км	АО «ФИЦ»	110	км	0,6	–	–	–	–	–	0,6	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Недвижимость ИЦ ЕЭС»			

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
13	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 потребителей ООО «Агропарк»	ООО «Агропарк»	–	10
14	Строительство КЛ 110 кВ Пулковская – Пулковские высоты ориентировочной протяженностью 7 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	1×7	–	–	–	7	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Агропарк»	ООО «Агропарк»	–	10
15	Строительство ПС 110 кВ Камыши с двумя трансформаторами 110/10 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
													ИП Худолей Константин Константинович	–	13,95
16	Строительство КЛ 110 кВ Жемчужная – Камыши ориентировочной протяженностью 11 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	1×11	–	–	–	11	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО УК «Сателлит-Девелопмент», ИП Худолей Константин Константинович	ООО УК «Сателлит-Девелопмент»	–	35,6
													ИП Худолей Константин Константинович	–	13,95

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Озеро Долгое с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство двух КЛ 110 кВ для присоединения ПС 110 кВ Суздальская (ПС 134) ориентировочной протяженностью 2,7 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×2,7	–	–	–	–	–	5,4	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

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) доработанного проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021-2025 годы;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 18@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго», утвержденную приказом Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 23.12.2021 № 31@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

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 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 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 %).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в долгосрочной перспективе, 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 2028 году в объеме 28513 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,48 %.

Максимум потребления мощности г. Санкт-Петербурга к 2028 году составит 4784 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,01 %.

Наиболее высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности как в целом по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, так и в г. Санкт-Петербурге, прогнозируются в 2024 году, что связано с увеличением потребления новых жилых комплексов и кварталов, развитием сферы услуг.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5819–6251 час/год, аналогичный показатель по г. Санкт-Петербургу прогнозируется в диапазоне 5721–5960 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области (по г. Санкт-Петербургу) в период 2023–2028 годов не предусматривается. Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга, в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 20 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга в 2028 году составит 4581,3 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 77,802 км, трансформаторной мощности 905 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					01.01.2022								
					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		
		2	ПГУ		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		
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		
		3	T-100-130		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	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		
		2	SGT-800		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
ЭС-2		2	T-23-90		23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0		
Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут									
		1	T-22-90		22,0	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	
		3	ПТ-30-8,8		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		6	T-100/120-130		100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2024 г.
		7	T-123/130-12,8ПР2		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	305,0	305,0	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0		
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		
		4	ПТ-25-90/10		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	T-250/300-240		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	
		4	ПГУ		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		
Северо-Западная ТЭЦ	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ, дизельное топливо									
		1	ПГУ-1		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
		2	ПГУ-2		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		
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	
		2	ПГУ		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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ НПО ЦКТИ	ОАО «НПО ЦКТИ»			Газ, мазут									
		1	АТ-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	АР-6-3		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ Обуховоэнерго	ООО ГК «Обуховэнерго»			Газ, мазут									
		1	ПР-12,9-2,8		12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9		
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9		
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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1		
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		
		2	ПГУ		275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0	460,0		
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		
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		
пос. Песочный		1-2	Газо-поршневые установки TCG 2020 V16		3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6		
ТЭЦ ГУП «ТЭК СПб»	ГУП «ТЭК СПб»			Газ									
котельная «Приморская»		1	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
		2	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
котельная «Парнас-4»		1	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
		2	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
		3	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
		4	Р-3,5-12/1,2		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0		
ТЭЦ ПГУ ГСР Энерго	АО «ГСР ТЭЦ»			Газ									
		1	ПГУ		104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3		
Установленная мощность, всего		–	–	–	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3		
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		
		2	SGT 100		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4		
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	Присоединение 01.12.2022
		2	Cummins QSV81G			1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	Присоединение 01.12.2022
		3	Cummins QSV81G			1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	Присоединение 01.12.2022
		4	Cummins QSV81G			1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	Присоединение 01.12.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–	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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
1	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Озеро Долгое с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	181,69	181,69
2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Реновация основных фондов	2026,5	1670,76
3	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	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Реновация основных фондов		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство двух КЛ 110 кВ для присоединения ПС 110 кВ Суздальская (ПС 134) ориентировочной протяженностью 2,7 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×2,7	–	–	–	–	–	5,4	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1348,825	1152,85

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.