

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГА И
ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 2

ЛЕНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	18
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	18
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	18
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	25
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	41
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	41
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	42
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	42
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	43
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	44
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	44

3.2	Прогноз потребления электрической энергии	48
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	49
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	51
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	53
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	53
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 Ленинградской области	53
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	58
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	60
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	62
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 35 кВ Касимово	64
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	69
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	70
7.1	Основные подходы	70
7.2	Исходные допущения.....	71
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	74
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	75
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	76
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	79
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	80
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	82
	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..... 86

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	–	график временного отключения потребления
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НН	–	низкое напряжение
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РАС	–	регистратор аварийных событий
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель

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 Средний единый (котловой) тариф	–	Системный оператор Единой энергетической системы
	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УПК	–	устройство продольной компенсации
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	–	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 2024–2029 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 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза 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 (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на период до 2029 года, в том числе:

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

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

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

1 Описание энергосистемы

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

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

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

1.1 Основные внешние электрические связи

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

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

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

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Ленинградской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	248,042
ООО «КИНЕФ»	191,0
НПАО «Светогорский ЦБК»	119,5
Более 50 МВт	
ООО «Тихвинский Ферросплавный Завод» (ООО «ТФЗ»)	57,8
ООО «Пикалёвский глинозёмный завод» (ООО «ПГЛЗ»)	52,5
АО «Тихвинский вагоностроительный завод» (АО «ТВСЗ»)	51,0
Более 20 МВт	
ООО «Транснефть-Балтика»	41,3
ООО «ПГ «Фосфорит»	40,8
Волховский филиал АО «Апатит»	36,9
ОАО «Сясьский ЦБК»	36,7
АО «Пикалевский цемент»	27,2
АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	26,2
ООО «Петербургцемент»	25,5
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	24,1
ООО «Айкон Тайерс»	22,9

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, на 01.01.2023 составила 8635,0 МВт, в том числе: АЭС – 4375,8 МВт, ГЭС – 707,8 МВт, ТЭС – 3551,4 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	8562,2	55,8	–	–	17,0	8635,0
АЭС	4375,8	–	–	–	–	4375,8
ГЭС	707,8	–	–	–	–	707,8
ТЭС	3478,7	55,8	–	–	17,0	3551,4

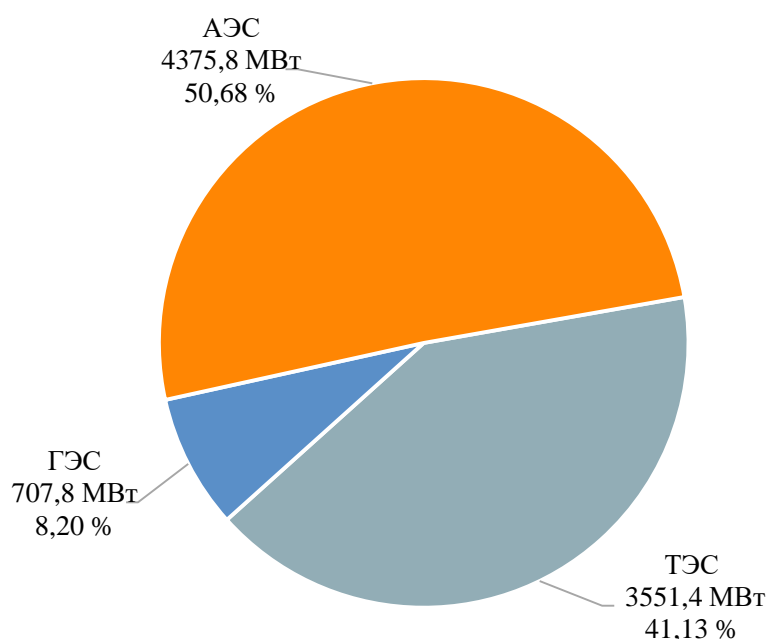


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, по состоянию на 01.01.2023

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

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

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	47004	46917	45252	49195	48974
Годовой темп прироста, %	2,83	-0,19	-3,55	8,71	-0,45
Максимум потребления мощности, МВт	7622	7719	7080	8243	8004
Годовой темп прироста, %	5,64	1,27	-8,28	16,43	-2,90
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6167	6078	6392	5968	6119
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.02 11:00	28.01 11:00	11.12 17:00	10.12 17:00	12.01 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-17,1	-15,2	-5,3	-14,2	-14,5
<i>Ленинградская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	21590	21746	21421	23461	23555
Годовой темп прироста, %	5,07	0,72	-1,49	9,52	0,40
Доля потребления электрической энергии Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	45,9	46,3	47,3	47,7	48,1
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	3395	3444	3249	3784	3659
Годовой темп прироста, %	5,93	1,44	-5,66	16,47	-3,30
Доля потребления мощности Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	44,5	44,6	45,9	45,9	45,7
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6359	6314	6593	6200	6438



Рисунок 2 – Потребление электрической энергии по территории Ленинградской области и годовые темпы прироста

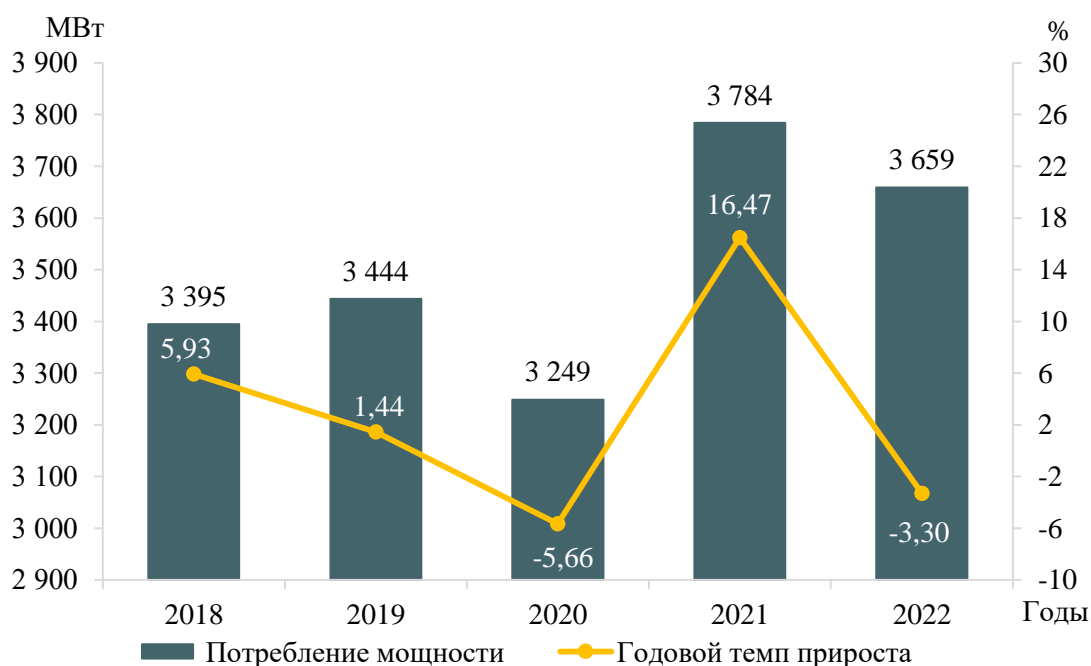


Рисунок 3 – Потребление мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области увеличилось на 3264 млн кВт·ч и составило в 2022 году 48974 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,39 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 3,55 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области вырос на 789 МВт и составил 8004 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,10 %.

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

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии Ленинградской области увеличилось на 3006 млн кВт·ч и составило 23555 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,77 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,52 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,49 %.

Доля Ленинградской области в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в ретроспективный период увеличилась с 45,9 % до 48,1 % (или на 2,2 процентных пункта).

За период 2018–2022 годов потребление мощности Ленинградской области выросло на 454 МВт и составило 3659 МВт. Прирост мощности соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,65 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 16,47 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер и значительно более низкой ТНВ. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 5,66 %.

Доля Ленинградской области в максимальном потреблении мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области за ретроспективный период незначительно увеличилась: с 44,5 % до 45,7 % (на 1,2 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии Ленинградской области более плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в целом.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Ленинградской области обуславливалась следующими факторами:

- ростом перекачки нефтепродуктов по БТС и БТС-2 за счет увеличения грузооборота нефти через порты Приморск и Усть-Луга в 2021 году;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями обрабатывающих производств и объектами железнодорожного транспорта.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ленинградской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического

оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ленинградской области 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	750 кВ	Строительство ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская протяженностью 472,9 км	ПАО «Россети»	2018	472,9 км
2	330 кВ	Строительство КВЛ 330 кВ Копорская – Пулковская протяженностью 95,18 км	ПАО «Россети»	2018	95,18 км
3	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Псков – Лужская протяженностью 160,65 км	ПАО «Россети»	2018	160,65 км
4	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Выборгская – Советск II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Советская-1) до ПС 110 кВ Мыс (ПС 509) протяженностью 5,5 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	5,5 км
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Выборгская – Советск I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Советская-2) до ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595) протяженностью 0,16 км	АО «ЛОЭСК»	2018	0,16 км
6	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Выборгская – Советск II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Советская-1) до ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595) протяженностью 0,18 км	АО «ЛОЭСК»	2018	0,18 км
7	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Каменногорская-1 – Выборг-районная с отпайкой на ПС Лужайка путем отключения ВЛ 110 кВ Каменногорская-1 – Выборг-Южная с отпайкой на ПС Лужайка (ВЛ 110 кВ Выборгская-2) от ПС 110 кВ Выборг-Южная (ПС 159) и подключения к ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) протяженностью 5,56 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	5,56 км
8	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Выборг-Южная – Мыс протяженностью 65,04 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	65,04 км
9	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Лужская – Луга № 2 протяженностью 7,38 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	7,38 км
10	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Луга – Сырец (Сырецкая-1) с присоединением к заходу на ПС 330 кВ Лужская и образованием ВЛ 110 кВ Лужская – Сырец	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	–
11	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Луга – Торковичи (Толмачевская-2) с присоединением к заходу на ПС 330 кВ Лужская и образованием ВЛ 110 кВ Лужская – Торковичи	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	110 кВ	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Ленинградская – Владимирская-тяговая на ПС 110 кВ Ульяновка-тяговая	ОАО «РЖД»	2019	–
13	110 кВ	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Ленинградская – Гатчина-тяговая на ПС 110 кВ Владимирская-тяговая протяженностью 0,57 км каждый	ОАО «РЖД»	2019	2×0,03 км (ВЛ) 2×0,54 км (КЛ)
14	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт I цепь (КВЛ 110 кВ Порт-2) до ПС 110 кВ Куземкино (ПС 372) протяженностью 0,13 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	0,13 км
15	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайкой на ПС Куземкино протяженностью 39,09 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	39,09 км
16	110 кВ	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Бокситогорская – Глиноземная (ВЛ 110 кВ Пикалевская-1) протяженностью 5,03 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	5,03 км
17	110 кВ	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Молосковицы с отпайкой на ПС Кингисепп-город на ПС 110 кВ Ясень (ПС 270) протяженностью 15,03 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×15,03 км
18	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Порт – Вистино протяженностью 19,62 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	19,62 км
19	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Порт – Усть-Луга протяженностью 11,64 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	11,64 км
20	330 кВ	Строительство КВЛ 330 кВ Копорская – Ленинградская АЭС протяженностью 3,91 км	ПАО «Россети»	2021	3,91 км
21	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный протяженностью 331,94 км	ПАО «Россети»	2021	331,94 км
22	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС – Иматра (ВЛ 110 кВ Иматра-1) протяженностью 1,67 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	1,67 км
23	330 кВ	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС – Западная на ПС 330 кВ Менделеевская протяженностью 9,85 км каждый	ПАО «Россети»	2022	2×9,85 км
24	110 кВ	Строительство двух КВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Кингисеппская до ПС 110 кВ Аммиачная протяженностью 10 км каждая	ООО «ЕвроХим Северо-Запад-2»	2022	2×9,2 км (ВЛ) 2×0,8 км (КЛ)
25	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Попово-тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595) от ВЛ 110 кВ Выборгская – Советск II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Советская-1) протяженностью 9,1 км	АО «ЛОЭСК»	2022	7,2 км (ВЛ) 1,9 км (КЛ)

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	Строительство ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	2018	2×25 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Мыс (ПС 509) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	2×63 МВА
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Плодовое (ПС 511) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	2×25 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Плодовое (ПС 511) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	40 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Северная птицефабрика (ПС 390) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2018	25 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Восточная с заменой трансформаторов Т-3 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2018	2×40 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Владимирская-тяговая с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2019	2×16 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) с установкой ММПС 110 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	25 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Куземкино (ПС 372) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×16 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Плодовое (ПС 511) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	40 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ульяновка-тяговая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2019	2×16 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	2×16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ВА3 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 40,5 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Абонентская	2019	2×40 МВА
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ясень (ПС 270) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×10 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Новолисино-тяговая (ПС 435) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (с переносом на ПС 110 кВ Заневский Пост-II (ПС 444)) на два трансформатора 110 кВ мощностью 16 МВА каждый, ранее установленных на ПС 110 кВ Заневский Пост-II (ПС 444)	ОАО «РЖД»	2020	2×16 МВА
16	750 кВ	Реконструкция РУ 750 кВ Ленинградской АЭС с установкой двух ШПР 750 кВ мощностью 330 Мвар каждый, второго автотрансформатора 750/330 кВ мощностью 1251 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 417 МВА каждый) с двумя ШПР в обмотке 35 кВ мощностью 35 Мвар каждый	АО «Концерн Росэнергоатом»	2021	2×330 Мвар 1251 МВА
17	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Тихвин-Литейный с установкой одного ШПР 330 кВ мощностью 100 Мвар	ПАО «Россети»	2021	100 Мвар
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Новоселье с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×80 МВА
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) с установкой двух ММПС 110 кВ мощностью 25 МВА каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	2×25 МВА
20	330 кВ	Строительство ПС 330 кВ Менделеевская с двумя трансформаторами 330/110/35 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	2022	2×200 МВА
21	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Аммиачная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «ЕвроХим Северо-Запад-2»	2022	2×63 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Ленинградской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-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
2022	21.12.2022	-3,1
	15.06.2022	13,5

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Ленэнерго»

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

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	110/35/10	T-2	ТДТН-25000/110	110/38,5/10,5	25	2004	92	15,68	13,95	19,74	19,66	8,44	8,98	5,09	16,49	15,09	13,06	0
			T-1	ТДТН-25000/110	110/38,5/10,5	25	2003	92	12,87	11,37	14,28	11,01	16,2	4,82	7,52	7,35	7,66	7,96	
			T-3 (ММПС)	ТДЦН-25000/115/10,5 (6,3)	110/10	25	2019	94	0	0	0	0	12,43	0	0	0	0	0	
			T-4 (ММПС)	ТДЦН-25000/115/10,5 (6,3)	110/10	25	2019	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	110/35/10	T-2	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/10,5	40	2007	92	26,64	19,23	16,04	24,88	40,76	14,33	13,55	14,65	13,87	16,67	0
			T-1	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/10,5	40	1973	88	18,13	11,74	30,05	17,57	15,52	12,53	7,45	9,43	7,6	10,87	
3	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	110/35/10	T-2	ТМТН-6300/110/35/10	115/38,5/10,5	6,3	1984	91	2,4	1,86	3,07	3,57	4,51	1	1,09	1,54	1,52	1,71	0
			T-1	ТМТН-6300/110/35/10	115/38,5/10,5	6,3	1984	91	3,34	2,52	2,33	2,57	2,46	1,44	1,3	1,36	1,42	1,6	
4	ПС 110 кВ Глажево (ПС 187)	110/10	T-1	ТМН-2500/110-80 У1	110/11	2,5	1976	91	1,08	0,71	0,81	0,73	0,8	0,81	0,33	0,51	1,43	0,47	0
			T-2	ТМН-2500/110/10	110/11	2,5	1977	95	1,37	1,44	1,58	1,86	1,47	0,7	0,57	1	0,36	1,35	

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 кВ Сосновская (ПС 547)	T-2	ТДТН-25000/110	2004	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-1	ТДТН-25000/110	2003	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3 (ММПС)	ТДЦН-25000/115/10,5 (6,3)	2019	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4 (ММПС)	ТДЦН-25000/115/10,5 (6,3)	2019	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	1973	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/35/10	2007	92	1,30	1,30	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1984	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110/35/10	1984	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Глажево (ПС 187)	T-1	ТМН-2500/110-80 У1	1976	91	1,20	1,20	1,20	1,10	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-2500/110/10	1977	95	1,20	1,20	1,20	1,10	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	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										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	2022	37,07	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	ТУ на ТП менее 670 кВт (440 шт.)			2024	10,223	0	0,4	1,022	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1
				ПС 35 кВ Сапёрная	ТУ на ТП менее 670 кВт (216 шт.)			2024	5,21	0	0,4	0,521						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ на ТП менее 670 кВт (212 шт.)			2024	2,154	0	0,4	0,215						
				ПС 35 кВ Орехово-тяговая	ТУ на ТП менее 670 кВт (28 шт.)			2024	0,5	0	0,4	0,05						

№ 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	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
2	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	2020	56,28	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	ТУ на ТП менее 670 кВт (108 шт.)	2024	3,545	0	0,4	0,354	58,52	58,52	58,52	58,52	58,52	58,52		
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ на ТП менее 670 кВт (212 шт.)	2024	2,154	0	0,4	0,215								
				ПС 35 кВ Красноборская (ПС 606)	ТУ на ТП менее 670 кВт (288 шт.)	2024	6,71	0	0,4	0,671								
				ПС 35 кВ Орехово-тяговая	ТУ на ТП менее 670 кВт (28 шт.)	2024	0,5	0	0,4	0,05								
				ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603)	ТУ на ТП менее 670 кВт (200 шт.)	2024	7,221	0	0,4	0,722								
3	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	2022	6,97	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	ТУ на ТП менее 670 кВт (178 шт.)	2024	3,163	0	0,4	0,316	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39		
				ПС 35 кВ Сухое (ПС 25)	ТУ на ТП менее 670 кВт (31 шт.)	2024	0,647	0	0,4	0,065								
4	ПС 110 кВ Глажево (ПС 187)	2021	2,59	ПС 110 кВ Глажево (ПС 187)	ТУ на ТП менее 670 кВт (34 шт.)	2024	0,401	0	0,4	0,04	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63		

ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547).

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 37,07 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов без учёта ММПС нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118,6 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов. В соответствии с информацией ПАО «Россети Ленэнерго» предусматривается вывод из работы ММПС (распоряжение ПАО «Россети Ленэнерго» от 27.03.2020 №111-Р).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,1^{\circ}\text{C}$ и при возможном повышенном износе изоляции составляет 1,25 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 37,07 + 2,03 + 0 - 0 = 39,1 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125,1 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) расчетный объем ГАО составит 7,85 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,1 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43).

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 56,28 МВА. В ПАР при отключении одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 109,5 % (118,7 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,19 (1,29) (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,13 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 56,28 + 2,24 + 0 - 0 = 58,52 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 113,9 % (123,5 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) расчетный объем ГАО составит 11,12 (7,12) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 58,52 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Шум (ПС 377).

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 6,97 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 95 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,1 °С и при

нормальном режиме нагрузки составляет 1,165 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,81 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,423 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,97 + 0,423 + 0 - 0 = 7,39 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100,7 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шум (ПС 377) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шум (ПС 377) расчетный объем ГАО составит 0,05 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,39 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Глажево (ПС 187).

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 2,59 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 86,9 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,192 (применяется принцип линейной интерполяции).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,401 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,045 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,59 + 0,045 + 0 - 0 = 2,635 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 88,4 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Глажево (ПС 187) с заменой существующих силовых трансформаторов 2×2,5 МВА на 2×4 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

Район 35 кВ Выскатка – Старополье – Осьмино.

В настоящее время электроснабжение района 35 кВ Выскатка – Старополье – Осьмино в нормальной схеме осуществляется от ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) и ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258). В таблице 10 приведены данные по допустимой длительной (без ограничений) и допустимой аварийной (продолжительность перегрузки 20 мин) перегрузке трансформаторов, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Принципиальная схема района 35 кВ Выскатка – Старополье – Осьмино с указанием нормально отключенных сетевых элементов представлена на рисунке 4.

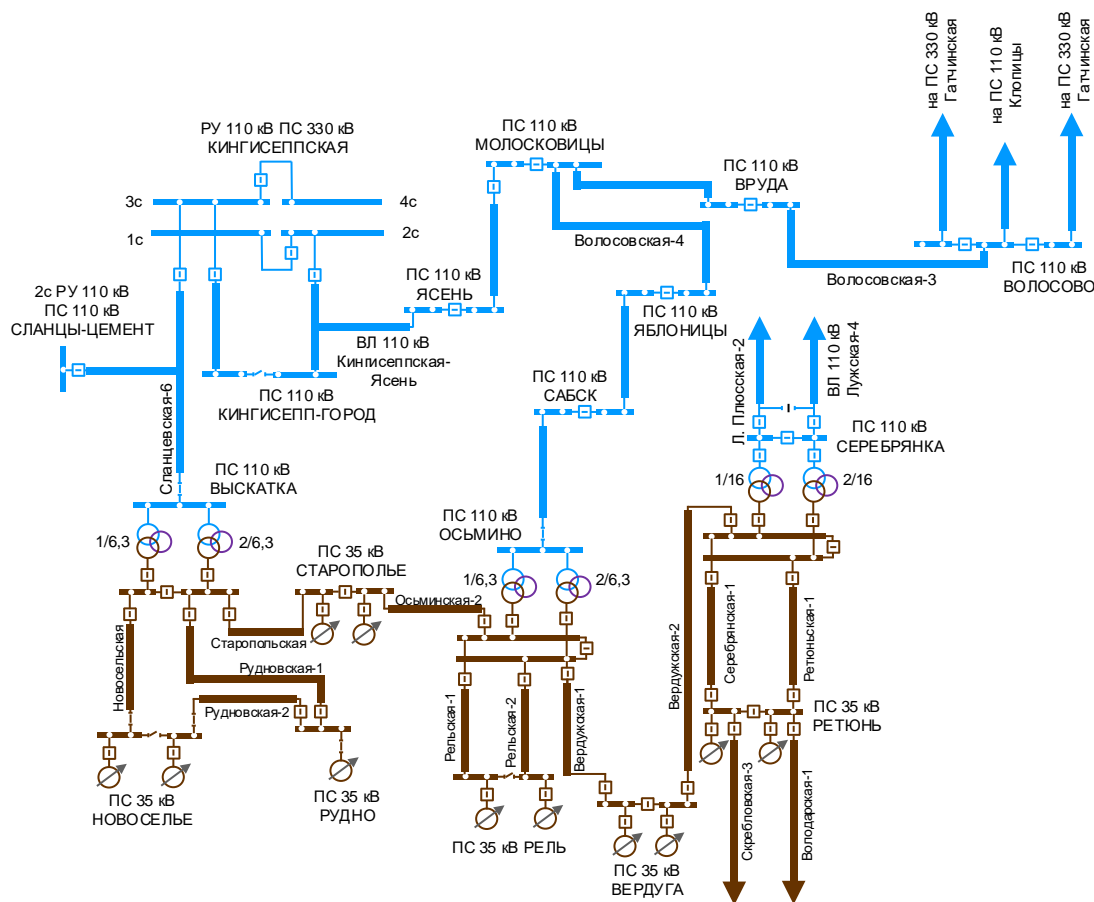


Рисунок 4 – Принципиальная схема района 35 кВ Выскатка – Старополье – Осьмино

На уровне потребления 2023 года при рассмотрении нормативных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах параметры режима находятся в области допустимых значений, необходимость реализации мероприятий в сети 110 кВ и выше отсутствует.

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной (без ограничений) и допустимой аварийной (продолжительность перегрузки 20 мин) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						Коэффициент допустимой аварийной перегрузки при ТНВ, °С для продолжительности перегрузки 20 мин						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291)	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1978	91	<u>1,2</u> 1,7	<u>1,2</u> 1,5	<u>1,15</u> 1,5	<u>1,08</u> 1,5	<u>1</u> 1,3	<u>0,91</u> 1,2	<u>0,82</u> 1,1
		T-2	ТМТН-6300/110/35/10	1982	91	<u>1,2</u> 1,7	<u>1,2</u> 1,5	<u>1,15</u> 1,5	<u>1,08</u> 1,5	<u>1</u> 1,3	<u>0,91</u> 1,2	<u>0,82</u> 1,1
2	ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258)	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	1977	91	<u>1,2</u> 1,7	<u>1,2</u> 1,5	<u>1,15</u> 1,5	<u>1,08</u> 1,5	<u>1</u> 1,3	<u>0,91</u> 1,2	<u>0,82</u> 1,1
		T-2	ТМТН-6300/110/35/10	1983	91	<u>1,2</u> 1,7	<u>1,2</u> 1,5	<u>1,15</u> 1,5	<u>1,08</u> 1,5	<u>1</u> 1,3	<u>0,91</u> 1,2	<u>0,82</u> 1,1
3	ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379)	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1985	91	<u>1,20</u> 1,5	<u>1,20</u> 1,4	<u>1,15</u> 1,3	<u>1,08</u> 1,2	<u>1,00</u> 1,2	<u>0,91</u> 1,2	<u>0,82</u> 1,1
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1989	87	<u>1,20</u> 1,5	<u>1,20</u> 1,4	<u>1,15</u> 1,3	<u>1,08</u> 1,2	<u>1,00</u> 1,2	<u>0,91</u> 1,2	<u>0,82</u> 1,1

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП	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 реализации, МВт
1	ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291)	ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,067	0	0,4	0,007
		ПС 35 кВ Рудно (ПС 16)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,045	0	0,4	0,005
		ПС 35 кВ Старополье (ПС 15)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,186	0	0,4	0,019
2	ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258)	ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,698	0	0,4-10	0,07
		ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258)	ООО «Племзавод Бугры»	22-083272-100-033	06.10.2022	2024	1,89	0	0,4	0,945
		ПС 35 кВ Старополье (ПС 15)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,186	0	0,4	0,019
		ПС 35 кВ Рель (ПС 43)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,312	0	0,4	0,031
3	ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379)	ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,132	0	0,4	0,013
		ПС 35 кВ Ретюнь (ПС 42)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,186	0	0,4	0,019
		ПС 35 кВ Скреблово (ПС 31)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	1,388	0	0,4	0,139
		ПС 35 кВ Южная (ПС 36)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,877	0	0,4	0,088
		ПС 35 кВ Торшковичи (ПС 41)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,695	0	0,4	0,07
		ПС 35 кВ Володарская (ПС 37)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,18	0	0,4	0,018
		ПС 35 кВ Вердуга (ПС 33)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,035	0	0,4	0,004
4	ПС 110 кВ Старополье (ПС 15)	ПС 110 кВ Старополье (ПС 15)	Заявители менее 670 кВт	-	-	2024	0,371	0	0,4	0,037

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к центрам питания ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291), ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) и ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379), представленными в таблице 11, выполнен расчет электроэнергетических режимов на уровне потребления 2024 года.

В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -25 °С на уровне потребления 2024 года в ПАР при отключении КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Сланцы-Цемент II цепь с отпайкой на ПС Выскатка (КВЛ 110 кВ Сланцевская-6) в нормальной схеме загрузка Т-1 ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) с учетом замыкания СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) составит 8 МВА, 75,4 % от аварийно-допустимой нагрузки трансформатора (10,71 МВА). Свыше 20 минут после нормативного возмущения (единичная ремонтная схема) загрузка Т-1 ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) составит 105,8 % от $S_{\text{дн}}$ (7,56 МВА). Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует. Расчетный объем ГВО на уровне потребления 2024 года составит 0,42 МВА.

В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -25 °С на уровне потребления 2024 года в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Волосовская-4 в нормальной схеме загрузка Т-2 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) с учетом замыкания СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) и СВ-35 кВ ПС 35 кВ Вердуга составит 12,8 МВА, 119,5 % от аварийно допустимой нагрузки трансформатора (10,71 МВА). Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует. Расчетный объем ГАО на уровне потребления 2024 года составит 2 МВА.

В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С на уровне потребления 2024 года при отключении ВЛ 110 кВ Волосово – Вруда (ВЛ 110 кВ Волосовская-3) (КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Ясень с отпайкой на ПС Кингисепп-город) в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Ясень с отпайкой на ПС Кингисепп-город (ВЛ 110 кВ Волосово – Вруда (ВЛ 110 кВ Волосовская-3)) с учетом замыкания СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) напряжения на шинах ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) и ПС 110 кВ района Ясень – Вруда – Молосковичи – Яблоницы – Сабск – Осьмино ниже МДН, а также загрузка Т-2 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) составит 16,7 МВА, 260,9 % от $S_{\text{дн}}$ (6,4 МВА). Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует. В соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], п. 173 «б», для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима необходим ввод ГВО объемом 9,4 МВт (5,2 МВт для обеспечения МДН, 4,2 МВт для обеспечения $S_{\text{дн}}$ Т-2 ПС 110 кВ Выскатка).

Для обеспечения допустимых параметров режима по предложению ПАО «Россети Ленэнерго» рассмотрен вариант по реконструкции ПС 35 кВ Старополье с переводом на напряжение 110 кВ, которая включает в себя следующие мероприятия:

- строительство ПС 110 кВ Старополье с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый;
- установка выключателей 110 кВ на ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) и ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258).

В соответствии с оценкой сетевой организации величина капитальных затрат в базовых ценах на реализацию мероприятий по реконструкции ПС 35 кВ Старополье с переводом на напряжение 110 кВ составит 763,948 млн рублей (без НДС).

В качестве альтернативного варианта рассмотрено замыкание нормально разомкнутых СВ-35 кВ ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) и ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) в послеаварийных режимах и ремонтных схемах.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов, в зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -25 °С на уровне потребления 2024 года в ПАР при отключении КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Сланцы-Цемент II цепь с отпайкой на ПС Выскатка (КВЛ 110 кВ Сланцевская-6) в нормальной схеме загрузка Т-1 ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) с учетом замыкания СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) составит 8 МВА, 75,4 % от аварийно-допустимой нагрузки трансформатора (10,71 МВА). Свыше 20 минут после нормативного возмущения (единичная ремонтная схема) загрузка Т-1 ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) составит 105,8 % от $S_{\text{ддн}}$ (7,56 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой аварийной перегрузки (24 часа) при ТНВ -25 °С Т-1 ПС 110 кВ Осьмино составляет 1,5 ($S_{\text{ддн}_24\text{ч}} = 9,45$ МВА).

Таким образом, допустимо выполнить включение СВ-35 кВ на ПС Осьмино в течении 24 часов.

В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -25 °С на уровне потребления 2024 года при отключении ВЛ 110 кВ Волосовская-4 в нормальной схеме загрузка Т-2 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) с учетом замыкания СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15), СВ-35 кВ ПС 35 кВ Вердуга и СВ-35 кВ ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) составит 6,5 МВА, 86 % от $S_{\text{ддн}}$ (7,56 МВА).

Таким образом, ПАО «Россети Ленэнерго» рекомендуется обеспечить возможность замыкания СВ-35 кВ на ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291). При условии реализации мероприятия по дооснащению УРЗА и включению СВ-35 кВ ПС 110 кВ Выскатка в нормальной схеме реализация дополнительных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ не требуется. Технические решения в части настройки и оснащения новыми устройствами РЗА определить на этапе разработки проектной документации.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (перевод на напряжение 110 кВ сети 35 кВ Выскатка – Старополье – Осьмино).

ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344).

ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) является одним из центров питания района 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская – ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344). В нормальной схеме точка деления сети выполнена на В 35 кВ ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344). Принципиальная схема прилегающей сети 35 кВ ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) представлена на рисунке 5.

В настоящий момент на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) установлен трансформатор Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА. В таблице 12 приведены данные по допустимой длительной (без ограничений) и допустимой аварийной (продолжительность перегрузки 20 мин) перегрузке трансформатора, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

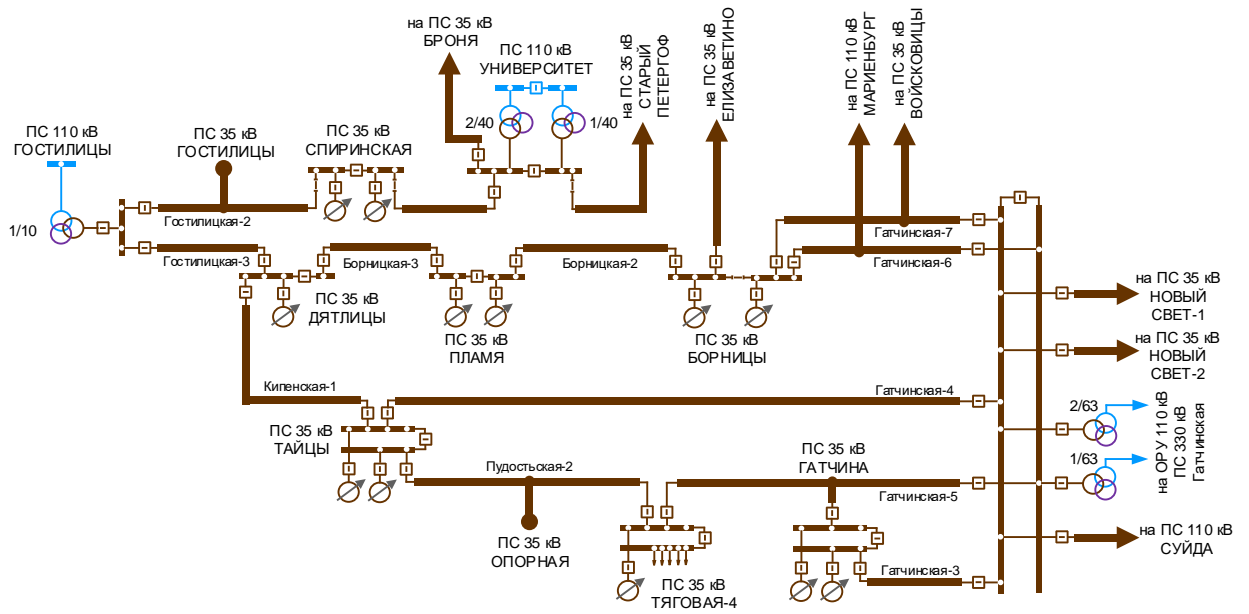


Рисунок 5 – Принципиальная существующая схема прилегающей сети 35 кВ
 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с учетом нормальных точек раздела сети

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной (без ограничений) и допустимой аварийной (продолжительность перегрузки 20 мин) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						Коэффициент допустимой аварийной перегрузки при ТНВ, °С для продолжительности перегрузки 20 мин						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1980	88	<u>1,20</u>	<u>1,20</u>	<u>1,15</u>	<u>1,08</u>	<u>1,00</u>	<u>0,91</u>	<u>0,82</u>
						1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3

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

№ п/п	Наименование ЦП	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
1	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ТУ на ТП менее 670 кВт (432 шт.)			2024	9,856	0	0,4	0,986
		ПС 35 кВ Дятлицы (ПС Дт)	ТУ на ТП менее 670 кВт (52 шт.)			2024	2,726	0	0,4	0,273
		ПС 35 кВ Пламя (ПС Пм)	ООО «Деревобработка»	22-034085-101-032	03.06.2022	2024	1	0,624	0,4	0,4
			ТУ на ТП менее 670 кВт (45 шт.)			2024	0,915	0	0,4	0,092
2	ПС 35 кВ Опорная	ПС 35 кВ Опорная	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)			2024	0,566	0	0,4	0,057
3	ПС 35 кВ Тяговая-4	ПС 35 кВ Тяговая-4	ТУ на ТП менее 670 кВт (61 шт.)			2024	1,043	0	0,4	0,104

В зимнем режиме максимальных нагрузок в нормальной схеме нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) составляет 17,46 МВА (145,5 % от $S_{дн}$).

В соответствии с исходными данными, предоставленными ПАО «Россети Ленэнерго», Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) для исключения превышения ДДТН в указанном зимнем режиме максимальных нагрузок выделяется на нагрузку обмотки 10 кВ (путем отключения В-35 кВ Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)). При этом электроснабжение ПС 35 кВ Дятлицы и ПС 35 кВ Пламя (1с 35 кВ) осуществляется от ПС 110 кВ Университет (ПС 196).

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1 в нормальной схеме, с учетом включения В-35 кВ ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 ПС 110 кВ Гостилицкая (ПС 344), нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) составит 30,5 МВА (187 % от аварийно-допустимой нагрузки трансформатора – 16,3 МВА, 254,2 % от $S_{дн}$ в единичной ремонтной схеме – 12 МВА).

Возможность перевода нагрузки ПС 35 кВ Гостилицы (Гст) и ПС 35 кВ Спиринская по сети 6–10 кВ на другие центры питания по информации ПАО «Россети Ленэнерго» отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к подстанциям 35 кВ и выше района 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская – ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), представленными в таблице 13, нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) при работе в режиме 110/35/10 кВ в зимнем режиме максимальных нагрузок на уровне потребления 2029 года в нормальной схеме составит 19,16 МВА (159,7 % от $S_{дн}$).

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1 в нормальной схеме, с учетом включения В-35 кВ ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 ПС 110 кВ Гостилицкая (ПС 344), нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) составит 31,41 МВА (192,7 % от аварийно-допустимой нагрузки трансформатора – 16,3 МВА, 261,7 % от $S_{дн}$ в единичной ремонтной схеме – 12 МВА).

Возможность перевода нагрузки ПС 35 кВ Гостилицы (Гст) и ПС 35 кВ Спиринская по сети 6–10 кВ на другие центры питания по информации ПАО «Россети Ленэнерго» отсутствует.

Существует возможность перевода нагрузки ПС 35 кВ Дятлицы, ПС 35 кВ Пламя на питание от ПС 330 кВ Гатчинская, при этом нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) составит 23,31 МВА (194,2 % от $S_{дн}$ в единичной ремонтной схеме – 12 МВА). Для реализации указанного схемно-режимного мероприятия необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Гатчинская-7 на ПС 35 кВ Борницы. Расчетный объем ГВО составит 11,31 МВА.

Для обеспечения допустимых параметров режима в нормальной схеме, а также для исключения ввода ГВО в единичной ремонтной схеме необходима замена Т-1 ПС 110 кВ Гостилицкая (ПС 344) мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

Альтернативным вариантом для обеспечения допустимых параметров режима в нормальной схеме, а также для исключения ввода ГВО в единичной ремонтной схеме, является установка на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА с режимом работы 110/35 кВ, при этом Т-1 предполагается оставить в режиме работы 110/10 кВ.

В этом случае, в послеаварийном режиме отключения ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1 в нормальной схеме, с учетом включения В-35 кВ

ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 ПС 110 кВ Гостилицкая (ПС 344), нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) на уровне потребления 2029 года составит 20,82 МВА.

С учетом возможности перевода нагрузки ПС 35 кВ Дятлицы, ПС 35 кВ Пламя на питание от ПС 330 кВ Гатчинская, нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) составит 12,4 МВА. Для реализации указанного схемно-режимного мероприятия необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Гатчинская-7 на ПС 35 кВ Борницы.

Таким образом, рассматриваются следующие варианты реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344):

– замена Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА;

– установка второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА с учетом работы только на нагрузку по сети 35 кВ, с работой существующего Т-1 только на нагрузку 10 кВ.

Ориентировочные капиталовложения в электросетевое строительство по вариантам с учетом данных сетевой организации по стоимости реализации отдельных мероприятий представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Ориентировочные капиталовложения для вариантов реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) в базовых ценах

Замена Т-1 10 МВА на 25 МВА		Установка Т-2 мощностью 16 МВА	
Мероприятие	Капиталовложения, млн руб. без НДС	Мероприятие	Капиталовложения, млн руб. без НДС
Силовой трансформатор 25 МВА	59,116	Силовой трансформатор 16 МВА	51,608
Выключатель 110 кВ (1000 А, 40 кА) в ячейку Т-1	26,432	Выключатель 110 кВ (1000 А, 40 кА) в ячейки Т-1 и Т-2	52,864
Здание ПС (ОПУ, РЩ)	13,169	Здание ПС (ОПУ, РЩ)	13,169
АСУ ТП присоединений 110–220 кВ	0,821	АСУ ТП присоединений 110–220 кВ	0,821
Подготовка территории	3,986	Подготовка территории	3,986
ПИР	2,9	ПИР	2,9
Замена ТТ ВЛ 35 кВ Гатчинская-7 на ПС 35 кВ Борницы (ТТ на 3 фазы без учета фундаментов с ПИР)	1,3	Замена ТТ ВЛ 35 кВ Гатчинская-7 на ПС 35 кВ Борницы (ТТ на 3 фазы без учета фундаментов с ПИР)	1,3
Итого в базовых ценах (01.01.2018) без НДС	107,724	Итого в базовых ценах (01.01.2018) без НДС	126,648

Величина капитальных затрат в базовых ценах на реализацию мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) в части замены существующего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА составит 107,724 млн руб. (без НДС), а на реализацию мероприятия по установке на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА – 126,648 млн рублей (без НДС).

В результате сравнения предложенных вариантов по критерию минимума капитальных затрат для реализации рекомендуется вариант с заменой на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 35 кВ Касимово.

В настоящее время на ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) установлены два трансформатора 35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый (год ввода – 2010). В таблице 15 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по ПС 35 кВ Касимово, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 15 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ МВА	Фактическая максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	35	T-1	38,5/6,3	16	7,69	7,64	9,30	8,03	12,18	3,7	4,25	4,62	4,28	5,96	–
2	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	35	T-2	38,5/6,3	16	10,57	8,39	10,01	10,92	10,95	4,22	4,22	4,34	5,39	5	–

Таблица 16 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП	Максимальная нагрузка 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	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	Зимний контрольный замер 2022 года	23,14	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	Заявители менее 670 кВт	–	–	2024	9,716	0	0,4–6	0,972						
				ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	Фонд защиты прав граждан-участников долевого строительства Ленинградской области	ОД-ЛО-510877-20/514009-Э-20	26.08.2020	2024	0,723	0	0,4	0,289	24,54	24,54	24,54	24,54	24,54	24,54

Согласно данным в таблице 15 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 23,14 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 137,7 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], для силовых масляных трансформаторов 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение, представленными в таблице 16, планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,4 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 23,14 + 1,4 + 0 - 0 = 24,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 146,1 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Касимово ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Касимово расчетный объем ГАО составит 7,74 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,54 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1] рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Электроснабжение ПС 35 кВ Касимово осуществляется по КВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово (КВЛ 35 кВ Касимовская, год ввода – 1951 год) и ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (ВЛ 35 кВ Высокая-2, год ввода – 1971 год).

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2022 года при отключении ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (ВЛ 35 кВ Высокая-2) токовая нагрузка КВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово (КВЛ 35 кВ Касимовская) составит 410 А (113,3 % от $I_{адтн}$ – 362 А).

При отключении ВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово (КВЛ 35 кВ Касимовская) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (ВЛ 35 кВ Высокая-2) составит 386 А (106,6 % от $I_{адтн}$ – 362 А).

Схемно-режимные мероприятия не позволяют исключить выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

Для исключения ввода ГАО рассматриваются следующие варианты развития сети 35-110 кВ:

– Вариант развития электрической сети 35 кВ. Предполагает строительство на новой площадке ПС 35 кВ Касимово с двумя трансформаторами 35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и строительством новых ВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово и ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово большей пропускной способности;

– Вариант развития электрической сети 110 кВ. Предполагает строительство на новой площадке ПС 110 кВ Касимово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Сертолово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Северная-4) и ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Лупполово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Рощинская-3) до ПС 110 кВ Касимово.

Площадка для сооружения новой ПС 110 (35) кВ Касимово по данным ПАО «Ленэнерго» находится в 4 км от существующей площадки ПС 35 кВ Касимово, к югу от деревни Сарженка.

По результатам ТЭО, приведенным в 5.1, варианты по реконструкции ПС 35 кВ Касимово являются равноэкономичными. Разница капитальных затрат между вариантами составляет менее 3 %, а суммарных дисконтированных – 5 %.

С учетом вышеуказанного рекомендуется реализация варианта с развитием сети более высокого класса напряжения: строительство на новой площадке ПС 110 кВ Касимово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Сертолово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Северная-4) и ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Лупполово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Рощинская-3) до ПС 110 кВ Касимово.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Сеть 35 кВ района ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) – ПС 35 кВ Калининская – ПС 35 кВ Кондратьевская.

Электроснабжение ПС 35 кВ Кондратьевская и ПС 35 кВ Калининская осуществляется одноцепной ВЛ 35 кВ Калининская от ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) в тупиковом режиме. В таблице 17 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 18 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 19 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 17 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 35 кВ Кондратьевская	35	T-1	38,5/10,5	6,3	0	2,15	2,77	3,08	5	1,22	0	1,03	1,47	1,68	–
2	ПС 35 кВ Кондратьевская	35	T-2	38,5/10,5	6,3	6,46	1,11	1,19	1,42		0,75	2,64	0,48	0,4	0,61	–
3	ПС 35 кВ Калининская	35	T-1	38,5/6,3	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,07	–
4	ПС 35 кВ Калининская	35	T-2	38,5/6,3	10	6,95	5,85	7,04	6,75	8,7	3,5	3,01	3,25	3,12	0	–
5	ПС 35 кВ Калининская	35	T-3	38,5/10,5	6,3	3,89	3,03	3,26	3,54	4,3	1,88	1,97	1,87	1,74	2,09	–
6	ПС 110 кВ Выборг-Районная (ПС 26)	110	T-1	115/38,5/10,5	40	9,79	9,2	9,5	7,05	51,9	5,4	5,33	6,54	4,56	5,24	14,52
7	ПС 110 кВ Выборг-Районная (ПС 26)	110	T-2	115/38,5/10,5	40	24,45	21,93	31,76	27,35		19,45	18,87	16,98	17,97	16,19	

Таблица 18 – 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 кВ Выборг-Районная (ПС 26)	T-1	н/д	1985	н/д	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	н/д	1984	н/д	1,2	1,2	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 19 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП	Максимальная нагрузка 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 реализации, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26)	Зимний контрольный замер 2022 года	51,9	ПС 35 кВ Кондратьевская	Заявители менее 670 кВт	–	–	2024	1,27	0	0,4–6	0,127	38,37	38,37	38,37	38,37	38,37	38,37
				ПС 35 кВ Калининская (6 кВ)	Заявители менее 670 кВт	–	–	2024	1,018	0	6	0,102						
				ПС 35 кВ Калининская (10 кВ)	Заявители менее 670 кВт	–	–	2024	0,753	0	10	0,075						
				ПС 35 кВ Житковская	Заявители менее 670 кВт	–	–	2024	2,163	0	0,4	0,216						
				ПС 35 кВ Гавриловская	Заявители менее 670 кВт	–	–	2024	0,244	0	0,4	0,024						
				ПС 35 кВ Гончаровская	Заявители менее 670 кВт	–	–	2024	1,663	0	0,4	0,166						
				ПС 35 кВ Перовская	Заявители менее 670 кВт	–	–	2024	1,809	0	0,4	0,181						

Принципиальная существующая схема сети 35 кВ рассматриваемого района представлена на рисунке 6.

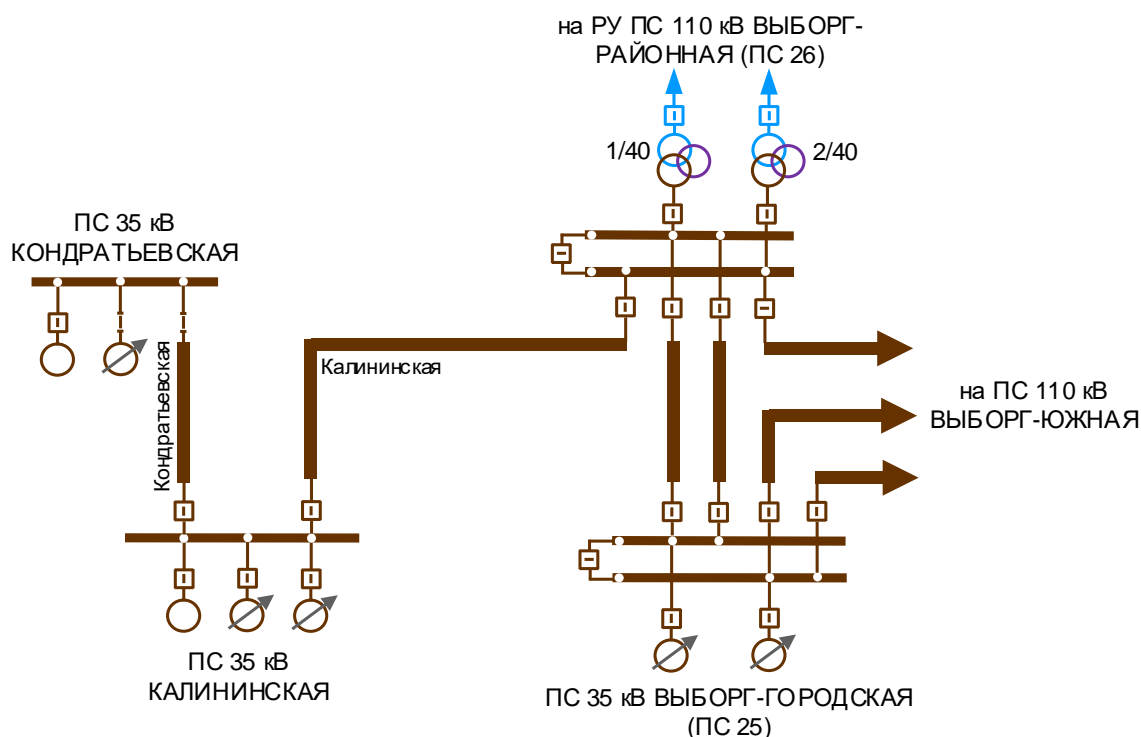


Рисунок 6 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) – ПС 35 кВ Калининская – ПС 35 кВ Кондратьевская с учетом нормальных точек раздела сети

В настоящее время на ПС 35 кВ Кондратьевская установлены два трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый (год ввода Т-1 – 2002, год ввода Т-2 – 2007).

Согласно данным в таблице 17 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 6,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 97,7 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], для силовых масляных трансформаторов 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение, представленными в таблице 19, планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,27 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,14 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 6,46 + 0,14 + 0 - 0 = 6,6 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 99,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В настоящее время на ПС 35 кВ Калининская установлены трансформаторы Т-1 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА, Т-2 35/6 кВ мощностью 10 МВА и Т-3 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА. Трансформатор Т-1 является резервным трансформатором и отключен в соответствии с нормальной схемой электрических соединений ПС 35 кВ Калининская.

Согласно данным в таблице 17 фактическая максимальная нагрузка Т-2 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,7 МВА, что составляет 82,9 % от $S_{\text{ддн}}$ и не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. Максимальная нагрузка Т-3 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 4,3 МВА, что составляет 65 % от $S_{\text{ддн}}$ и не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], для силовых масляных трансформаторов 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение, представленными в таблице 19, к Т-2 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,018 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,11 МВА), к Т-3 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,753 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,08 МВА)

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,7 + 0,11 + 0 - 0 = 8,81 \text{ МВА};$$

перспективная нагрузка Т-3 с напряжением НН 10 кВ с учетом присоединения:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 4,3 + 0,08 + 0 - 0 = 4,38 \text{ МВА}.$$

Таким образом, нагрузка трансформаторов Т-2 и Т-3 составит 83,9 % и 66,2 % от $S_{\text{ддн}}$ соответственно, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В настоящее время на ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) установлены два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (год ввода – 1985 и 1984).

Согласно данным в таблице 17 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 51,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110,4 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при нормальном режиме нагрузки составляет 1,175.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 14,52 МВА (нагрузка ПС 35кВ Выборг-Городская – 3,26 МВА; нагрузка ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Петровская с отпайкой на Выборг-Районная (Гавриловская) – 11,26 МВА) на ПС 110 кВ Выборг-Южная. Загрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Выборг-Южная при этом составит 17 МВА (26 % от $S_{ном}$) и 10 МВА (16 % от $S_{ном}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,99 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 51,9 + 0,99 + 0 - 14,52 = 38,37 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 81,6 % от $S_{длн}$, что не превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного необходимость реализации мероприятий по увеличению трансформаторной мощности и сетевому строительству в сети 35 кВ района ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) – ПС 35 кВ Калининская – ПС 35 кВ Кондратьевская, в том числе реконструкции ПС 35 кВ Кондратьевская с переводом на напряжение 110 кВ отсутствует.

Согласно данным ПАО «Россети Ленэнерго» мероприятие по реконструкции ПС 35 кВ Кондратьевская с переводом на напряжение 110 кВ включено в Технические условия по действующему договору о технологическом присоединении энергопринимающих устройств АО «Выборгтеплоэнерго» с переводом ранее присоединенной мощности 30 кВт с третьей категории надежности электроснабжения на вторую категорию.

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

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

2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 20 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 20 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 20 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Ленэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Новая с установкой трансформаторов 2×63 МВА со строительством двух КЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Парнас до ПС 110 кВ Новая, ориентировочной протяженностью 2×5,6 км
2	Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»	Тяговая подстанция Верево. Снятие сетевого ограничения и технологическое присоединение дополнительной передаваемой мощности по 10 кВ для ПАО «Россети Ленэнерго»
3	Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»	Строительство стационарной тяговой подстанции на участке Пискарёвка – Токсово» (001.2018.10007240) – строительство ПС 110 кВ «Капитолово» (2×10 МВА) взамен передвижной одноагрегатной тяговой подстанции 35 кВ «Токсово» в рамках инвестиционного проекта 18017 «Развитие и усиление объектов электроснабжения железнодорожного транспорта для увеличения пропускных и провозных способностей»
4	Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»	Строительство стационарной тяговой подстанции Васкелово» (001.2018.10007237) – строительство ПС 110 кВ «Васкелово» (1×10 МВА) взамен передвижной одноагрегатной тяговой подстанции 35 кВ «Васкелово» в рамках инвестиционного проекта 18017 «Развитие и усиление объектов электроснабжения железнодорожного транспорта для увеличения пропускных и провозных способностей»
5	Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»	Строительство на станции Лужская-Восточная новой тяговой подстанции ПС 110 кВ «Сменково» (1×16 МВА) в рамках инвестиционного проекта «Комплексная реконструкция участка Мга – Гатчина – Веймарн – Ивангород и железнодорожных подходов к портам на южном берегу Финского залива

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Строительство заходов ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Менделеевская.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Иные технические решения.

Перечень технических решений по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Технические решения по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, на территории Ленинградской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 16,9 км каждый	2×16,9 км	2025	ПАО «Россети»
2	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 35 км	35 км	2025	ПАО «Россети»

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 22 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Ленинградской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 22 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ленинградской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	ООО «Балтийский Химический Комплекс» (ООО «БХК»)	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «УЛСК»)	0,0	433,0	330	2025–2026	ПС 330 кВ Нарва
2	ООО «РусХимАльянс»		0,0	362,0	330	2025	ПС 330 кВ Нарва
3	Приморский универсально-перегрузочный комплекс	ООО «Приморский УПК»	0,0	140,0	110	2023–2024	ПС 110 кВ Приморский УПК
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 20 МВт							
4	Многоквартирные дома, детские образовательные организации и школы	АО «СевНИИГиМ»	26,3	49,7	0,4 10	2023	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 175)
5			0,0	47,0	0,4	2026 с поэтапным набором мощности до 2028	
6	ООО «ЕХСЗ-2» (ПС 110 кВ Аммиачная)	ООО «ЕвроХим Северо-Запад-2» (ООО «ЕХСЗ-2»)	11,0	44,0	110	2023	ПС 330 кВ Кингисеппская
7	Промышленный комплекс по производству металлоконструкций	ООО «Севзапстройинвест»	0,0	49,0	10	2023	ПС 110 кВ Лесное
8	Комплекс жилых домов	ООО «УК «Фондовый дом» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Сити Девелопмент»	0,0	44,0	10	2023 с поэтапным набором мощности до 2025	ПС 110 кВ Ковалёвская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Жилая застройка	ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО»	0,0	42,0 (из которых 21 МВт г. Санкт-Петербург)	20	2024 2026 с поэтапным набором мощности до 2028	ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) ПС 110 кВ Пороховская (ПС 24) (г. Санкт-Петербург)
10	Балтийский химический комплекс (ПС 110 кВ ГПП-3)	ООО «Китайская Национальная Химическая и Строительная Корпорация Севен», ООО «БХК»	0,0	40,0	110	2023	ПС 330 кВ Кингисеппская Нарвская ГЭС (ГЭС-13)
11	Индустриальный парк «Кола»	ООО «Теллус-Консалтинг»	4,0	36,0	10	2023–2024	ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137) ПС 110 кВ 335А
12	Комплексное многоэтажное строительство	ООО «СЗ «Лаголово»	0,0	35,0	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Красное Село (ПС 154) ПС 110 кВ КЭ ЦБЗ (ПС 514)
13	Жилые дома	ООО «Перспектива Девелопмент»	0,0	30,5	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 110 кВ Покровская (Новосаратовка-2)
14	Жилые дома	ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	0,0	30,0	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137), ПС 110 кВ Покровская (Новосаратовка-2)
15	Универсальный торговый терминал	ООО «Новотранс Актив»	4,0	22,0	10	2023	ПС 110 кВ Вистино (ПС 292)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
16	Энергопринимающее устройство перегрузочного комплекса	ООО «Порт Высоцкий»	1,7	23,1	110	2023	ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595)

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	48975	52029	54016	54600	55546	57390	58912
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3054	1987	584	946	1844	1522
Годовой темп прироста, %	–	6,24	3,82	1,08	1,73	3,32	2,65
<i>Ленинградская область</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	23555	24989	26201	26552	27342	28991	30469
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1434	1212	351	790	1649	1478
Годовой темп прироста, %	–	6,09	4,85	1,34	2,98	6,03	5,10
Доля потребления электрической энергии Ленинградской области в энергосистеме энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	48,1	48,0	48,5	48,6	49,2	50,5	51,7

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется на уровне 58912 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,67 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется в 2024 году и составит 3054 млн кВт·ч или 6,24 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 584 млн кВт·ч или 1,08 %.

Потребление электрической энергии по территории Ленинградской области прогнозируется на уровне 30469 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,75 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Ленинградской области прогнозируется в 2028 году и составит 1649 млн кВт·ч или 6,03 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 351 млн кВт·ч или 1,34 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Ленинградской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 22.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Ленинградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 7.

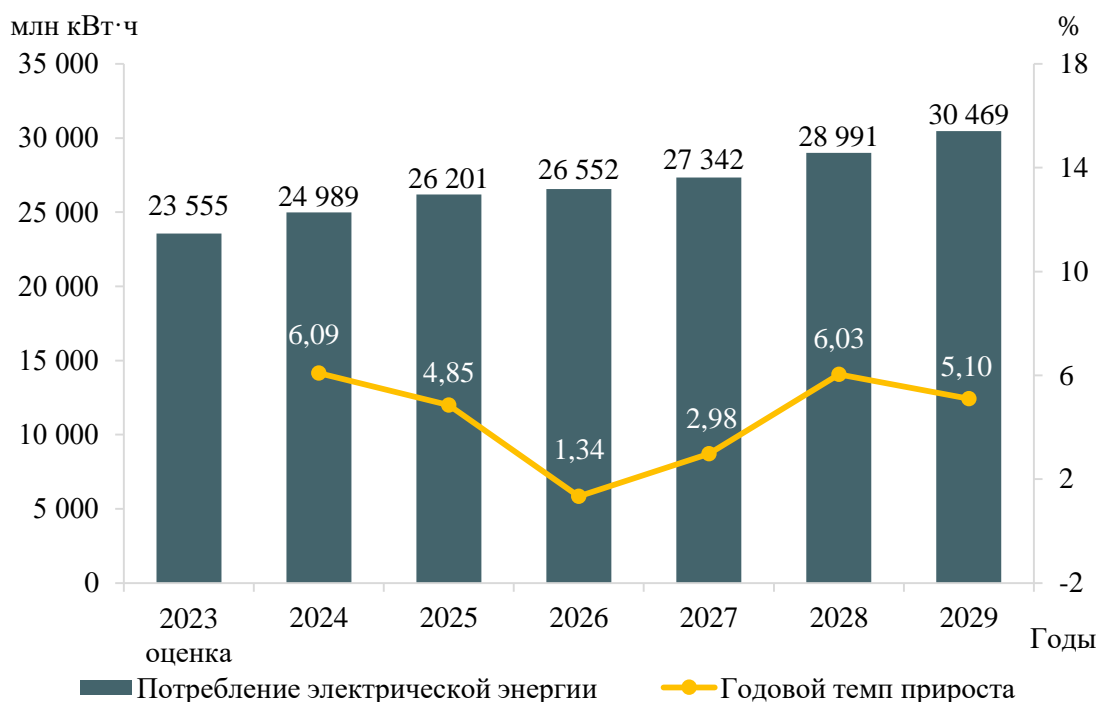


Рисунок 7 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Ленинградской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии Ленинградской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых потребителей химического и газоперерабатывающего производств;
- развитием действующих производств, наибольший прирост ожидается на крупном целлюлозно-бумажном предприятии НΠΑО «Светогорский ЦБК»;
- увеличением объемов жилищного строительства и ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	8243	8538	8805	8966	9216	9352	9432
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	295	267	161	250	136	80
Годовой темп прироста, %	–	3,58	3,13	1,83	2,79	1,48	0,86
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5941	6094	6135	6090	6027	6137	6246
<i>Ленинградская область</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	3784	4063	4195	4338	4571	4686	4750
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	279	132	143	233	115	64
Годовой темп прироста, %	–	7,37	3,25	3,41	5,37	2,52	1,37
Доля потребления мощности Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области округа, %	45,9	47,6	47,6	48,4	49,6	50,1	50,4
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6225	6150	6246	6121	5982	6187	6415

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области к 2029 году прогнозируется на уровне 9432 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,37 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 295 МВт или 3,58 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 80 МВт или 0,86 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу в целом останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2029 году число часов использования максимума увеличится и составит 6246 ч/год против 6094 ч/год в 2024 году.

Потребление мощности Ленинградской области к 2029 году прогнозируется на уровне 4750 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,80 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 279 МВт или 7,37 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 64 МВт или 1,37 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Ленинградской области за рассматриваемый прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению, что обусловлено планируемым вводом объектов промышленного сектора. Число часов использования потребления мощности к 2029 году увеличится до 6415 ч/год против 6150 ч/год в 2024 году.

В целом годовой режим Ленинградской области плотнее, чем режим потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в целом.

Динамика изменения потребления мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 8.

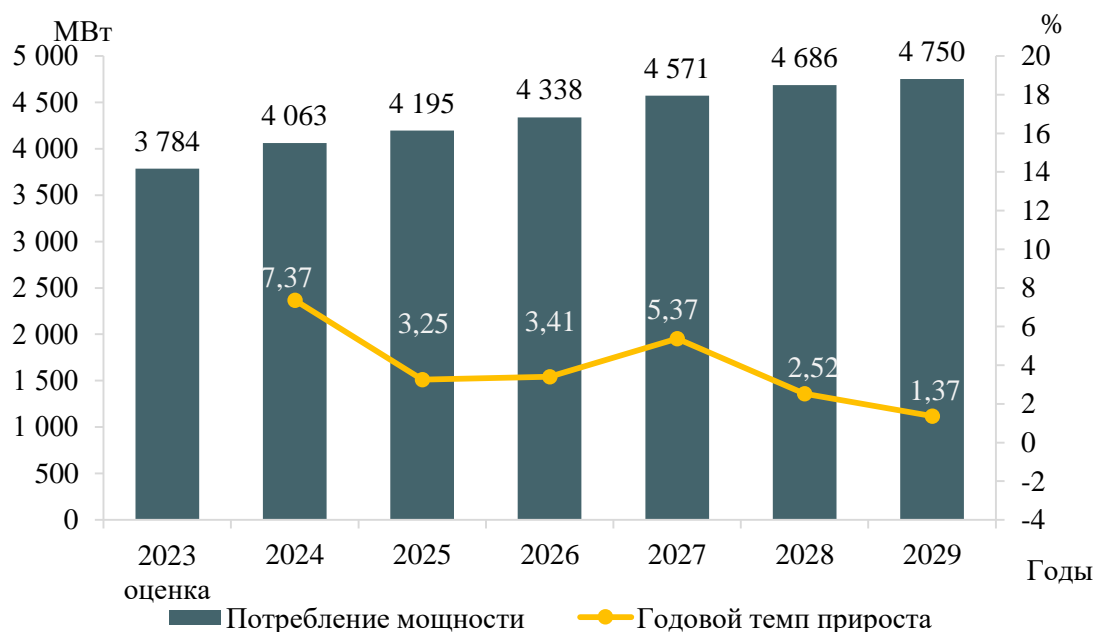


Рисунок 8 – Прогноз потребления мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 15 МВт на Киришской ГРЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2029 году составит 8655 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, представлена в таблице 25. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, представлена на рисунке 9.

Таблица 25 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	8640,0	8640,0	8650,0	8655,0	8655,0	8655,0	8655,0
АЭС	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8
ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
ТЭС	3556,4	3556,4	3566,4	3571,4	3571,4	3571,4	3571,4

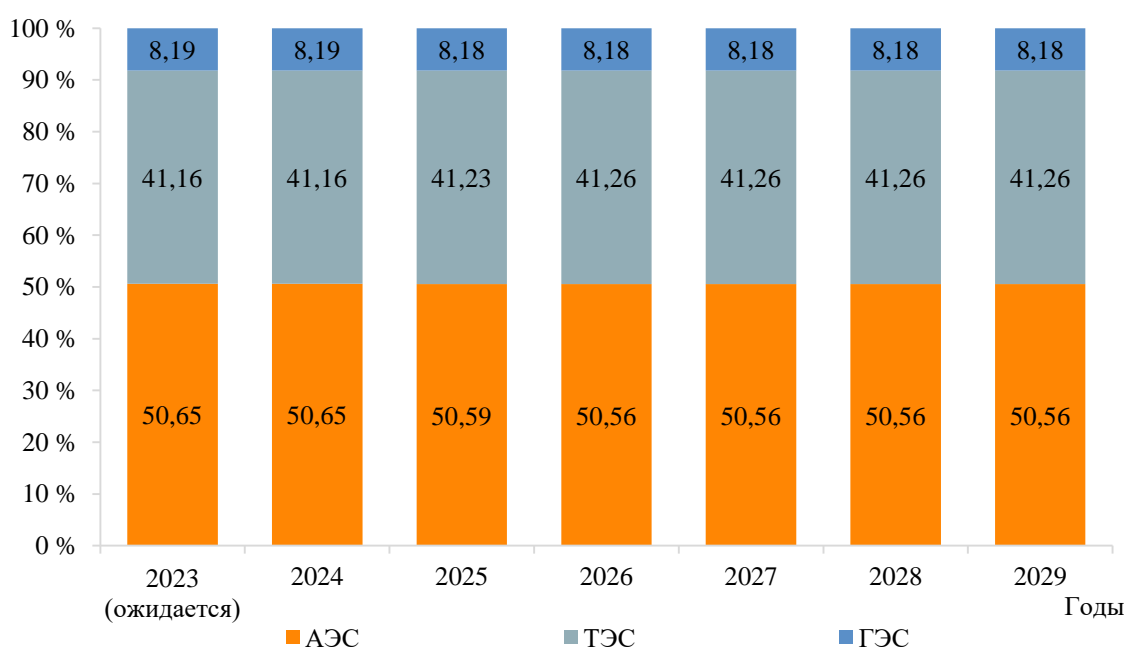


Рисунок 9 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ленинградской области 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 Ленинградской области

В таблице 26 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 Ленинградской области.

Таблица 26 – 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 Ленинградской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 330 кВ Нарва с четырьмя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 400 МВА каждый	ООО «Усть-Лужская сетевая компания»	330	МВА	–	–	4×400	–	–	–	–	1600	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс» 1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»	ООО «БХК»	–	433
2	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 16,9 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	–	–	2×16,9	–	–	–	–	33,8				
3	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 35 км	ПАО «Россети»	330	км	–	–	35	–	–	–	–	35				
4	Строительство ПС 110 кВ ГПП-1 БХК с четырьмя трансформаторами 110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «БХК»)	110	МВА	–	–	4×125	–	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»	ООО «РусХим-Альянс»	–	362
5	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 БХК с четырьмя трансформаторами 110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «БХК»)	110	МВА	–	–	4×125	–	–	–	–	500				
6	Строительство четырех ЛЭП 110 кВ Нарва – ГПП-1 ГХК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «БХК»)	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
7	Строительство четырех ЛЭП 110 кВ Нарва – ГПП-2 ГХК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «БХК»)	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
8	Строительство четырех ЛЭП 110 кВ от ПС 330 кВ Нарва до РП 110 кВ ГПК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «РусХим-Альянс»)	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
9	Строительство РП 110 кВ ГПК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «РусХим-Альянс»)	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х				
10	Реконструкция ПС 400 кВ Выборгская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Приморский УПК»	ООО «Приморский УПК»	–	140

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
11	Строительство ПС 110 кВ Приморский УПК с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Приморский УПК», Администрация МО «Приморское городское поселение»	ООО «Приморский УПК»	–	140
		АО «ЛОЭСК»	110	Мвар	–	40	–	–	–	–	–	40		Администрация МО «Приморское городское поселение»	–	3
12	Строительство двух ВЛ 110 кВ Выборгская – Приморский УПК ориентировочной протяженностью 47,5 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×47,5	–	–	–	–	–	–	95			–	4 3
13	Реконструкция ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Порт Высоцкий»	ООО «Порт Высоцкий»	1,73	23,07
14	Строительство ПС 110 кВ Покровская (Новосаратовка-2) с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Перспектива Девелопмент», ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2», ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1», ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	ООО «Перспектива Девелопмент»	–	30,5
														ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2»	–	14,684 6
15	Строительство двух КЛ 110 кВ Олтон Плюс – Покровская ориентировочной протяженностью 4 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8		ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1»	–	4,548 0,6
														ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	–	30
16	Реконструкция ПС 110 кВ Олтон Плюс (ПС 137) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Правобережный», ООО «РТК», ООО «БалтИнвестГрупп», ООО «ПРОМ ЛЭНД», ООО «Теллус-Консалтинг», физ. лиц	ООО «Правобережный»	–	4,66566 3,12794
														ООО «РТК»	–	0,9166
														ООО «БалтИнвестГрупп»	–	0,87206
														ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	4,9 4,8 4,75 4,63
														ООО «Теллус-Консалтинг»	4	10
														Физ. лицо	–	4,3
														Физ. лицо	–	4,8
17	Строительство ПС 110 кВ Ковалевская с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «УК «Фондовый ДОМ»	ООО «УК «Фондовый ДОМ»	–	44
18	Строительство двух КЛ 110 кВ Слобода – Ковалевская ориентировочной протяженностью 10,3 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	2×10,3	–	–	–	–	–	20,6				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
19	Строительство ПС 110 кВ Новая-4 (Бугры) с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160		ООО «Аврора»	–	1,5
														ООО «СЗ «Лигастрой»	–	2,33
														ООО «Максима»	–	2,33
														ООО «Максима»	–	4,04
20	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ручьи – Мега до ПС 110 кВ Новая-4 (Бугры) ориентировочной протяженностью 3,222 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	2,693 (КЛ) 0,529 (ВЛ)	–	–	–	–	–	–	2,693 (КЛ) 0,529 (ВЛ)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Аврора», ООО «СЗ «Лигастрой», ООО «Максима», ООО «СЗ «Графстрой», ООО «СЗ «ЛАВР», ООО «СЗ «Петрострой-Мурино», ООО «Стройтек», Фонда защиты прав граждан-участников долевого строительства Ленинградской области, ООО «СЗ «Самолет-Лаврики», ООО «Вектор Недвижимость»	ООО «СЗ «Графстрой»	–	0,56525
														ООО «СЗ «ЛАВР»	–	2,86534
														ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	2,20766
														ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	4,5161
														ООО «Стройтек»	–	2,37451
														Фонд защиты прав граждан-участников долевого строительства Ленинградской области	–	4,199
21	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Парнас – Ручьи до ПС 110 кВ Новая-4 (Бугры) ориентировочной протяженностью 3,222 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	2,693 (КЛ) 0,529 (ВЛ)	–	–	–	–	–	–	2,693 (КЛ) 0,529 (ВЛ)	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Аврора», ООО «СЗ «Лигастрой», ООО «Максима», ООО «СЗ «Графстрой», ООО «СЗ «ЛАВР», ООО «СЗ «Петрострой-Мурино», ООО «Стройтек», Фонда защиты прав граждан-участников долевого строительства Ленинградской области, ООО «СЗ «Самолет-Лаврики», ООО «Вектор Недвижимость»	ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	2,19567
														ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	2,05556
														ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	4,24629
														ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	3,74922
														ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	3,11526
														Фонд защиты прав граждан-участников долевого строительства Ленинградской области	–	4,19401
22	Строительство ПС 110 кВ 335А с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126		ООО «Балтика Инвест»	–	2,19954
														ООО «Кудрово-Град»	–	0,237
23	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Восточная – Новоржевская I цепь до ПС 110 кВ 335А ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Балтика Инвест», ООО «Кудрово-Град», ООО «Олгон-Девелопмент», ООО «ПРОМ ЛЭНД», ООО «Теллус-Консалтинг»	ООО «СЗ «Самолет-Лаврики»	–	1,3193
														ООО «СЗ «Самолет-Лаврики»	–	0,9759
24	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Восточная –Кудрово до ПС 110 кВ 335А ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5		ООО «Олгон-Девелопмент»	–	1,5551
														ООО «Олгон-Девелопмент»	–	1,1772
25	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Восточная –Кудрово до ПС 110 кВ 335А ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5		ООО «Вектор Недвижимость»	–	1
														ООО «Вектор Недвижимость»	–	1
25	Строительство ПС 110 кВ Императорская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «Рыбообработывающий комбинат № 1», ООО «Селект Энерджи», ООО «ТТВ»	ООО «Балтика Инвест»	–	4,95
														ООО «Кудрово-Град»	–	4,999
26	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Восточная –Кудрово до ПС 110 кВ 335А ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5		ООО «Олгон-Девелопмент»	–	8,5
														ООО «Олгон-Девелопмент»	–	17
26	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Восточная –Кудрово до ПС 110 кВ 335А ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5		ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	4,7
														ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	4,91
26	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Восточная –Кудрово до ПС 110 кВ 335А ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5		ООО «Теллус-Консалтинг»	–	26
														ООО «Теллус-Консалтинг»	–	26
26	Строительство ПС 110 кВ Императорская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «Рыбообработывающий комбинат № 1», ООО «Селект Энерджи», ООО «ТТВ»	ОАО «Рыбообработывающий комбинат № 1»	–	4
														ОАО «Рыбообработывающий комбинат № 1»	–	4
26	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Гатчинская – Институт с отпайкой на ПС Промзона-1 на ПС 110 кВ Императорская ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2		ООО «Селект Энерджи»	–	4,999
														ООО «Селект Энерджи»	–	4,999
26	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Гатчинская – Институт с отпайкой на ПС Промзона-1 на ПС 110 кВ Императорская ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2		ООО «ТТВ»	0,4	39,6
														ООО «ТТВ»	0,4	39,6

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
27	Строительство ПС 110 кВ Порошкино с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Энергоинвест»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ольгино», ООО «Ольгино-4», ООО «Петербургская финансовая компания», ООО «РАС», ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	ООО «Ольгино»	– – –	4,941 4,941 4,968
28	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Парнас – Порошкино ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая	ООО «Энергоинвест»	110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	–	2,8		ООО «Ольгино-4»	– – –	2,2 3,04 3,6 4,76
														«Петербургская финансовая компания»	–	1,4
														ООО «РАС»	– –	3,6 4,061
														ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	– –	3,955 4,448
29	Строительство ПС 110 кВ Лесное с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЕВЗАПСТРОЙИНВЕСТ»	ООО «СЕВЗАПСТРОЙИНВЕСТ»	–	49
30	Строительство ЛЭП 110 кВ Зеленогорск – Лесное ориентировочной протяженностью 30 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	–	30	–	–	–	–	–	30				
31	Реконструкция ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) с установкой третьего трансформатора 110/20/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО»	ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО»	–	21
32	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СевНИИГиМ»	АО «СевНИИГиМ»	– –	76 47
33	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8					
34	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,5	–	–	–	–	–	–	1				
35	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,5	–	–	–	–	–	–	1				
36	Строительство ПС 110 кВ Лесной ручей с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «ОЭК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БалтИнвестГрупп»	ООО «БалтИнвестГрупп»	–	15,75
37	Строительство двух КЛ 110 кВ Парнас – Лесной ручей	ОАО «ОЭК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен таблице 27.

Таблица 27 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 16,9 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	–	–	2×16,9	–	–	–	–	33,8	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»
2	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 35 км	ПАО «Россети»	330	км	–	–	35	–	–	–	–	35	
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СевНИИГиМ»
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СевНИИГиМ»
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,5	–	–	–	–	–	–	1	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СевНИИГиМ»
6	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,5	–	–	–	–	–	–	1	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СевНИИГиМ»

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций (с учётом демонтажа ММПС). 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Шум (ПС 377) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Строительство ПС 110 кВ Касимово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Сертолово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Северная-4) и ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Лупполово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Рошинская-3) до ПС 110 кВ Касимово ориентировочной протяженностью 3,65 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×3,65	–	–	–	–	–	–	7,3	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

5 Техничко-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Техничко-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Техничко-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2023 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2023 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз); Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (базовый прогноз) и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (базовый прогноз), в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [6], п. 381, (таблица 29).

Таблица 29 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы					
			2018	2019	2020	2021	2022	4 кв. 2023
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019	105,3	–	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020	–	106,8	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2021	–	–	105,6	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.09.2022	–	–	–	104,9	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 22.09.2023	–	–	–	–	114,6	107,0

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 35 кВ Касимово

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2024–2041 годов, включающий в себя годы строительства и 15 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 30 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 35 кВ Касимово

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2023 года, млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК шт. × МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	6-10 кВ	
Вариант № 1 (развитие сети 35 кВ)									
Строительство ПС 35 кВ Касимово с двумя трансформаторами мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	35/6	2×25	–	ОРУ 35-9 / 5	ЗРУ 6-10 / 28	411,37
Строительство ВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово	35	1×1×6,65 км	АС-95	–	–	–	–	–	74,13
Строительство ВЛ 35 кВ Луполово – Касимово	35	1×1×10,9 км	АС-95	–	–	–	–	–	121,78
Итого по варианту № 1									607,28
Вариант № 2 (развитие сети 110 кВ)									
Строительство ПС 110 кВ Касимово с двумя трансформаторами мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110/10/6	2×25	ОРУ 110-3Н / 2	–	ЗРУ 6-10 / 28	528,33
Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Сертолово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Северная-4) и ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Луполово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Рощинская-3) до ПС 110 кВ Касимово ориентировочной протяженностью 3,65 км каждая	110	1×2×3,65 км	АС-120	–	–	–	–	–	66,37
Итого по варианту № 2									594,70

Таблица 31 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	607,28	594,70
То же в %	102 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	387,57	475,54
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	753,02	784,38
То же в %	100 %	104 %

Таблица 32 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 35 кВ Касимово в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	607,28	202,43	202,43	202,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																			
ВЛ	195,91	65,30	65,30	65,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	411,37	137,12	137,12	137,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																	
ВЛ		0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	387,57	0,00	0,00	0,00	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84
в том числе:																			
ВЛ	23,51	0,00	0,00	0,00	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	364,06	0,00	0,00	0,00	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27	24,27
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	994,85	202,43	202,43	202,43	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84	25,84
Ставка дисконтирования, %	8,00																		
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	753,02	202,43	187,43	173,55	20,51	18,99	17,58	16,28	15,08	13,96	12,93	11,97	11,08	10,26	9,50	8,80	8,15	7,54	6,98

Таблица 33 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 35 кВ Касимово 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	594,70	198,23	198,23	198,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																			
ВЛ	66,37	22,12	22,12	22,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	528,33	176,11	176,11	176,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																	
ВЛ		0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	475,54	0,00	0,00	0,00	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70
в том числе:																			
ВЛ	7,96	0,00	0,00	0,00	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	467,57	0,00	0,00	0,00	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1070,24	198,23	198,23	198,23	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70	31,70
Ставка дисконтирования, %	8,00																		
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	784,38	198,23	183,55	169,95	25,17	23,30	21,58	19,98	18,50	17,13	15,86	14,68	13,60	12,59	11,66	10,79	9,99	9,25	8,57

Как видно из таблицы 31, варианты № 1 и № 2 по реконструкции ПС 35 кВ Касимово являются равноэкономичными. Разница капитальных затрат между вариантами составляет менее 3 %, а суммарных дисконтированных – 5 %.

В связи с тем, что рассмотренные варианты № 1 и № 2 являются равноэкономичными, анализ чувствительности не выполняется.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Ленинградской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021–2025 годы. Материалы размещены 26.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденных приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 18@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго» на 2021–2025 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 23.12.2021 № 31@;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

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

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

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

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [8];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ленинградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Ленинградской области осуществляют свою деятельность 14 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Ленэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 80 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ленинградской области) и ФО «ЛОЭСК-Электрические сети Санкт-Петербурга и Ленинградской области» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 15 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ленинградской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Ленинградской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России,

рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

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

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и

¹ Приказ Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 29.11.2022 № 540-п.

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0%	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 29.11.2022 № 540-п (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Ленинградской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Ленинградской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в

объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Ленинградской области представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Ленинградской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	12529	12786	12804	12390	12390	12390
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	378	396	414	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	18087	16390	16921	16390	16390	16390

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ленинградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 37 и на рисунке 10.

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

Таблица 37 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ленинградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	39,2	42,5	45,1	47,3	49,1	50,9
НВВ	млрд руб.	44,5	47,0	48,4	49,3	50,3	51,1
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	5,3	4,5	3,2	2,0	1,1	0,3

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7
Среднегодовой темп роста	%	—	101	100	101	102	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7
Среднегодовой темп роста	%	—	98	97	98	100	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,01

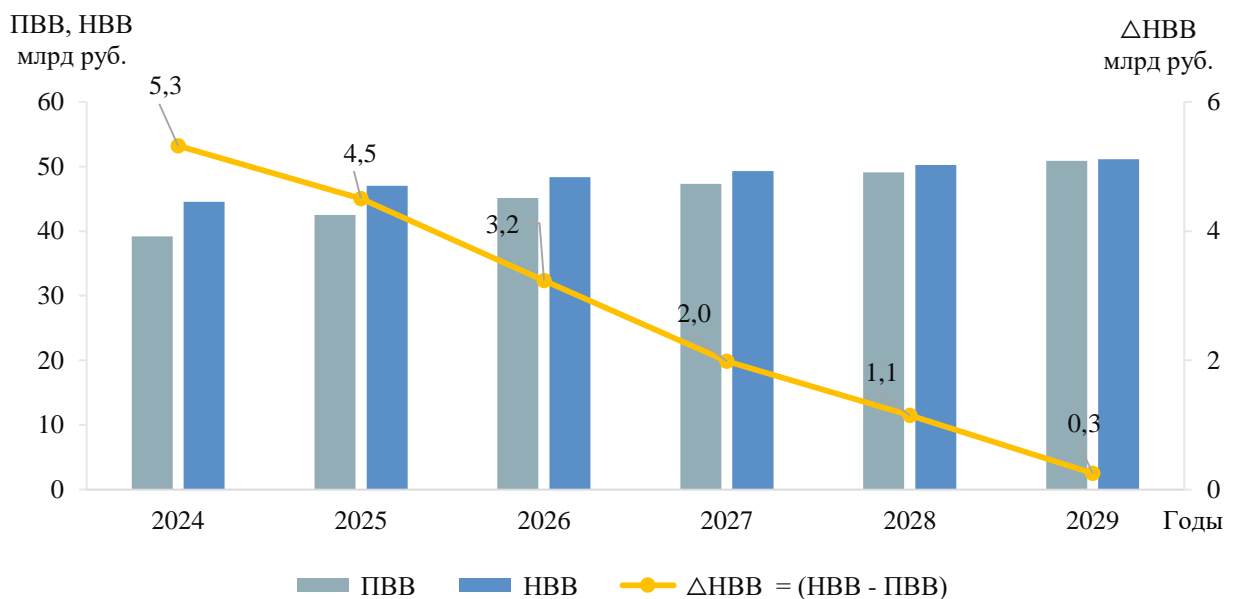


Рисунок 10 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой в Ленинградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 37, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Ленинградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Ленинградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка

чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за период наличия дефицита составляет 3,8 – 7,3 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 11.

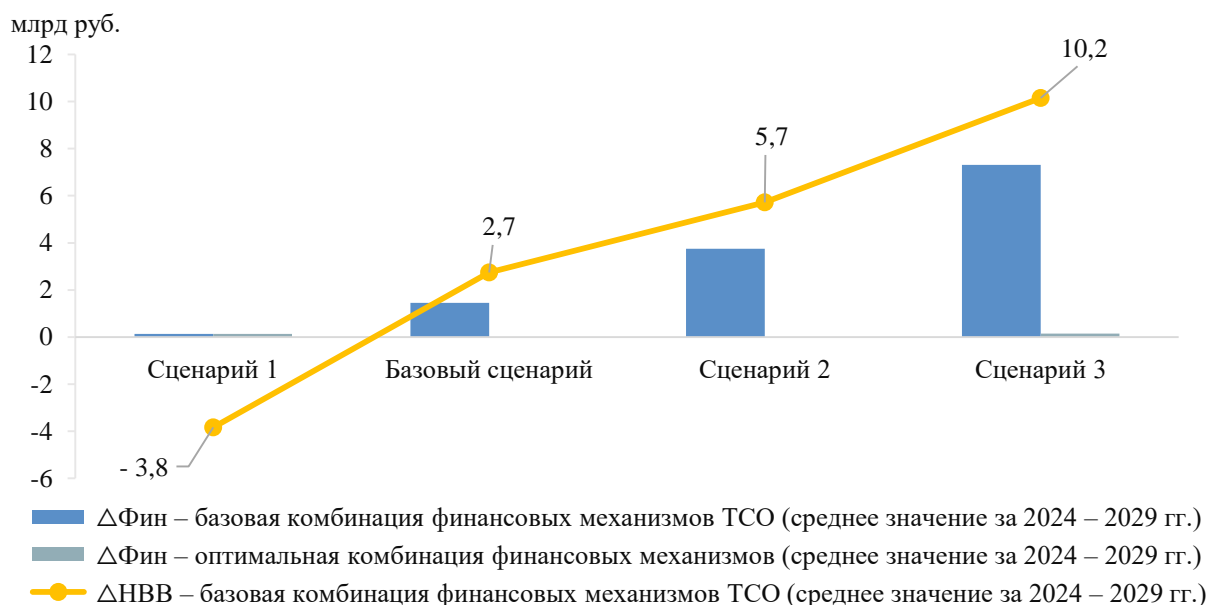


Рисунок 11 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Ленинградской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период наличия дефицита)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	9 %	14 %	14 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	18 %	54 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	3 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 11, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 38). В наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определена возможность снижения дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории Ленинградской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории Ленинградской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

– выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

– сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по Ленинградской области оценивается в 2029 году в объеме 30469 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,75 %.

Потребление мощности Ленинградской области к 2029 году увеличится и составит 4750 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,80 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Ленинградской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5982–6415 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 15 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2029 году составит 8655 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 258,144 км, трансформаторной мощности 4035,4 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

6. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом

подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

7. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 30.11.2023).

8. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					01.01.2023								
Установленная мощность (МВт)													
Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, территория Ленинградской области													
Лесогорская ГЭС (ГЭС-10)	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ-20/0961-В-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
		2	ПЛ-20/0961-В-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
		3	ПЛ-20/0961-В-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
		4	ПЛ-20/0961-В-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
Установленная мощность, всего		–	–		118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	
Светогорская ГЭС (ГЭС-11)	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ-20/0961-В-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		2	ПЛ-20/0961-В-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		3	ПЛ-20/0961-В-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		4	ПЛ-20/0961-В-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
Установленная мощность, всего		–	–		122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	
Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12)	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ-91-ВБ-800		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		2	ПЛ-91-ВБ-800		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		3	ПЛ-91-ВБ-800		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		4	ПЛ-91-ВБ-800		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		–	–		160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	
Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9)	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ-20/811-В-742		27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		2	ПЛ-20/811-В-742		27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		3	ПЛ-90-ВБ-740		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		4	ПЛ-90-ВБ-740		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
Установленная мощность, всего		–	–		99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	
Нарвская ГЭС (ГЭС-13)	ПАО «ТГК-1»												
		1	ПЛ-495-ВБ-660		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
		2	ПЛ-495-ВБ-660		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
		3	ПЛ-495-ВБ-660		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
Установленная мощность, всего		–	–		124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	
Волховская ГЭС (ГЭС-6)	ПАО «ТГК-1»												
		1	РО-15/883-В-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	РО-15-В-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		3	РО-15-В-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		4	РО-15-В-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		5	РО-15-В-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		6	РО-15/883-В-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		7	РО-15/883-В-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		8	РО-15/883-В-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–		84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	
Тихвинская ТЭЦ	АО «Тихвинский вагоностроительный завод»			Газ									
		2	Wartsila 18V50SG		18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	
		4	Wartsila 18V50SG		18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	
		6	Wartsila 18V50SG		18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	
Установленная мощность, всего		–	–		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
БиоТЭС Вирео Энерджи	ООО «Вирео Энерджи»	1	Caterpillar CG 170-12	Свалочный газ	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
		2	Caterpillar CG 170-12		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2		
		–	–		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4			
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
ТЭЦ КНАУФ ПЕТРОБОРД	АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	1	P-12-3,4/0,5-1	Газ, мазут	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		–	–		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Всеволожская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	1	ГТ-009	Газ	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
		–	–		18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ РУСАЛ Бокситогорск	АО «РУСАЛ Бокситогорск»	1	ДК-20-120	Газ, мазут	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
		2	ДК-20-120		10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5		
		3	ПР6-35/15/5		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ Сясьский ЦБК	ОАО «Сясьский ЦБК»	3	ПР-6-35/10/1,2	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	P-8,4-35/5м		8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4		
		5	P-8,4-35/5м		8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4		
Установленная мощность, всего		–	–	–	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	
ТЭЦ Фосфорит	ООО Промышленная группа «Фосфорит»	3	ПТ-12/13-3,4/1,0-1	Высокотемпературные уходящие газы от сжигания серы в серноокислом производстве	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ПТ-25/30-3,6/1,0		32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0		
		–	–		44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	
Волховская ТЭЦ	АО «ЛОТЭК»	1	P-6-35/5М	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ БС «Сосновоборская»	ФГУП «НИТИ имени А.П. Александрова»	3	ТГ-25,6-2В3.1	Газ	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		–	–		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
ТЭЦ СЛАНЦЫ	ООО «СЛАНЦЫ»	5	АТ-25-2	Газ, смолопродукт	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		–	–		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
ТЭЦ Пикалёвского глинозёмного завода	ООО «Пикалёвский глинозёмный завод»	1	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-30/35-3,4/1		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
		3	ПР-12-90/15/7		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		4	ПР-12-90/15/7		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		5	ПР-12-90/15/7		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ-3 Светогорского ЦБК	НПАО «Светогорский ЦБК»			Газ, мазут									
		1	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-12-35/5M		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		3	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		ГТ-1	GTE-25U		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	
ТЭЦ-4 Светогорского ЦБК	НПАО «Светогорский ЦБК»			Газ, мазут									
		1	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут									
		1	T-100/120-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		2	T-100/120-130-3		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		3	T-100/120-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		4	T-100/120-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		5	T-100/120-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
Ленинградская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо									
		3	K-500-65/3000-2 (2 шт.)		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		4	K-500-65/3000-2 (2 шт.)		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		5	K-1200-6,8/50		1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	
		6	K-1200-6,8/50		1188,2	1188,2	1188,2	1188,2	1188,2	1188,2	1188,2	1188,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	
Киришская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, мазут									
		1	ПТ-50-130/7		50,0	50,0	50,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Модернизация в 2025 г.
		2	ПТ-65/75-130/13-1		60,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Перемаркировка 06.02.2023
		3	ПТ-50-130/7		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация в 2026 г.
		5	P-40-130/13		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		1	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		2	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		3	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		4	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		5	K-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		6	ПГУ		795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	
		Установленная мощность, всего			–	–	–	2555,0	2560,0	2560,0	2570,0	2575,0	2575,0
ТЭС ООО «Айкон Тайерс»	ООО «Айкон Тайерс»			Газ									
		ГПУ №1	JGS 620 GS-N.LC		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		ГПУ №2	JGS 620 GS-N.LC		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		ГПУ №3	JGS 620 GS-N.LC		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		ГПУ №4	JGS 620 GS-N.LC		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
АО «ЕвроХим-Северо-Запад»	АО «ЕвроХим-Северо-Запад»			Пар от производства аммиака									
		5	П-12-4,7/0,8/0,4		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
ЭСН КС Портовая	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»			Газ										
		1	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		5	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		6	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		7	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5		
УТЭЦ ВФ АО Апатит	АО «Апатит»			Пар от сернокислого производства										
		1	SST-400		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5		
		ГПУ-1	Caterpillar G3520H		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		ГПУ-2	Caterpillar G3520H		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5		
ГПТЭС ООО «Петербургцемент»	ООО «Петербургцемент»			Газ										
		ГПА 1	W20V34SG		9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7		
		ГПА 2	W16V34SG		7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7		
		ГПА 3	W16V34SG		7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7		
Установленная мощность, всего		–	–	–	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2			

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 Ленинградской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	167,73	167,73
2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций (с учётом демонтажа ММПС). 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	223,81	214,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	300,77	300,77
4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Шум (ПС 377) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	168,34	168,34
5	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 16,9 км каждый ⁴⁾	ПАО «Россети»	330	км	–	–	2×16,9	–	–	–	–	33,8	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	5099,70	5099,70

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
6	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 35 км ⁴⁾	ПАО «Россети»	330	км	–	–	35	–	–	–	–	35	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2023 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	124,15	45,14
8	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2023 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	124,15	45,14

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
9	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,5	–	–	–	–	–	–	1	2023 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	16,19	5,89
10	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,5	–	–	–	–	–	–	1	2023 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	16,19	5,89
11	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство ПС 110 кВ Касимово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	699,68	699,68

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
12	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Сертолово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Северная-4) и ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Лупполово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Рощинская-3) до ПС 110 кВ Касимово ориентировочной протяженностью 3,65 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×3,65	–	–	–	–	–	–	7,3	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	87,91	87,91

Примечания

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

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

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

4⁴⁾ Мероприятие по развитию электрической сети осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям при реализации инвестиционных проектов, за счет платы за их технологическое присоединение после разработки проектной документации, получения положительного заключения экспертизы и установления соответственно платы за технологическое присоединение, определение параметров строительства таких объектов осуществляется в рамках соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту.