

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2025–2030 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 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	15
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	19
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	19
2.2.2 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	35
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	35
2.3.1 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	35
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	62
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	63

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	64
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	64
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	68
3.3	Прогноз потребления мощности.....	69
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	71
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	74
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	74
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 .....	74
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	80
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	82
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют .....	85
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	87
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы .....	88
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов по строительству ПС 110 кВ Лайдака.....	94
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	100
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	101
7.1	Основные подходы.....	101
7.2	Исходные допущения.....	102

7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	105
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	106
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....		111
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	114
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.....	118

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	–	автоматический ввод резерва
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
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
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КС	–	контролируемое сечение
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
ОЗП	–	осенне-зимний период
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РАС	–	регистратор аварийных событий

РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	– (электрический) распределительный пункт
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СВ	– секционный выключатель
СН	– среднее напряжение
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	– средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭК	– топливно-энергетический комплекс
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
ТЭС	– тепловая электростанция
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	– центр питания
ШР	– шунтирующий реактор
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

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

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

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

### **1.1 Основные внешние электрические связи**

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

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

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

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии**

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории 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»	241,9
ООО «КИНЕФ»	192,1
НПАО «Светогорский ЦБК»	119,7
Более 50 МВт	
ООО «Пикалёвский глинозёмный завод» (ООО «ПГЛЗ»)	63,6
АО «Тихвинский вагоностроительный завод» (АО «ТВСЗ»)	51,4
Более 20 МВт	
ООО «Тихвинский Ферросплавный Завод» (ООО «ТФЗ»)	39,1
Волховский филиал АО «Апатит»	38,0
ОАО «Сясьский ЦБК»	36,8
ООО «ПГ «Фосфорит»	35,0
ООО «Выборгская лесопромышленная корпорация»	33,2
ООО «Транснефть-Балтика»	32,3
АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	27,9
ООО «Петербургцемент»	26,5
АО «Пикалевский цемент»	26,1
ООО «Газпром СПГ Портовая»	23,2
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	20,0
Менее 20 МВт	
ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга»	18,2
ООО «Агроторг» (ООО «Корпоративный центр ИКС 5»)	16,5
ГУП «ТЭК Санкт-Петербурга»	1,1

### 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 01.01.2024 составила 8640,0 МВт, в том числе: АЭС – 4375,8 МВт, ГЭС – 707,8 МВт, ТЭС – 3556,4 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 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	8635,0	–	–	+5,0	–	8640,0
АЭС	4375,8	–	–	–	–	4375,8
ГЭС	707,8	–	–	–	–	707,8
ТЭС	3551,4	–	–	+5,0	–	3556,4

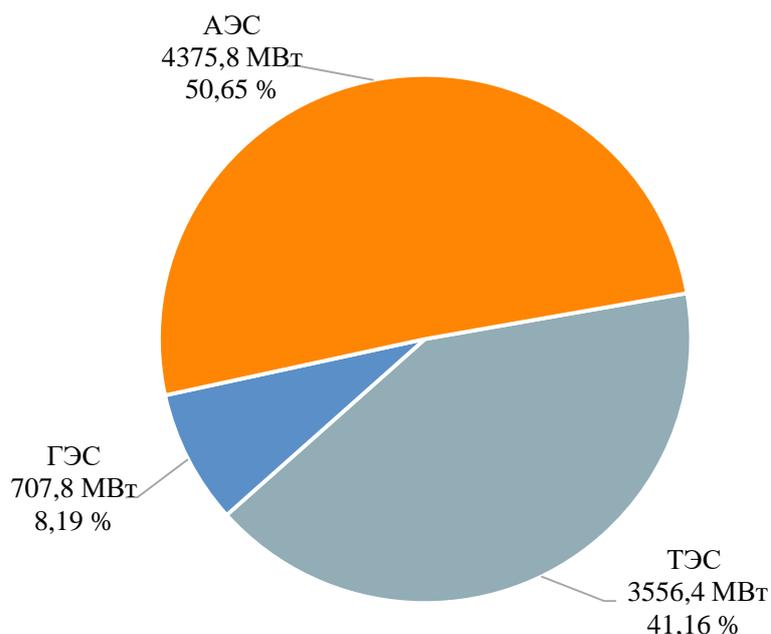


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, по состоянию на 01.01.2024

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

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2023 году составило 41211,8 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 27833,1 млн кВт·ч, ГЭС – 3625,2 млн кВт·ч, ТЭС – 9753,5 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	43465,3	39703,9	44928,0	43957,2	41211,8
АЭС	28528,1	27893,6	30916,9	31403,4	27833,1
ГЭС	3105,1	3646,6	3620,7	3385,7	3625,2
ТЭС	11832,1	8163,6	10390,3	9168,1	9753,5

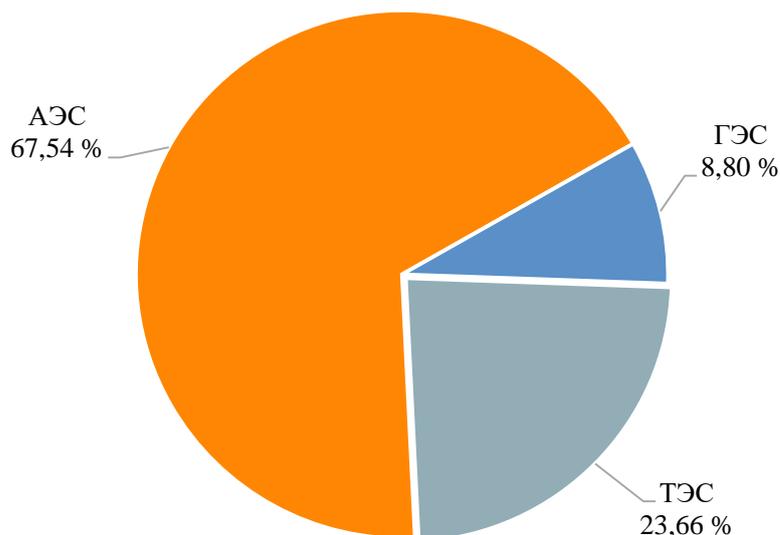


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	46917	45252	49195	48974	49120
Годовой темп прироста, %	-0,19	-3,55	8,71	-0,45	0,30
Максимум потребления мощности, МВт	7719	7080	8243	8004	8234
Годовой темп прироста, %	1,27	-8,28	16,43	-2,90	2,87
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6078	6392	5968	6119	5966
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.01 11:00	11.12 17:00	10.12 17:00	12.01 12:00	08.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,2	-5,3	-14,2	-14,5	-14,9
<i>Ленинградская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	21746	21421	23461	23555	23542
Годовой темп прироста, %	0,72	-1,49	9,52	0,40	-0,06
Доля потребления электрической энергии Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	46,3	47,3	47,7	48,1	47,9
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	3444	3249	3784	3659	3787
Годовой темп прироста, %	1,44	-5,66	16,47	-3,30	3,50
Доля потребления мощности Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	44,6	45,9	45,9	45,7	46,0
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6314	6593	6200	6438	6217

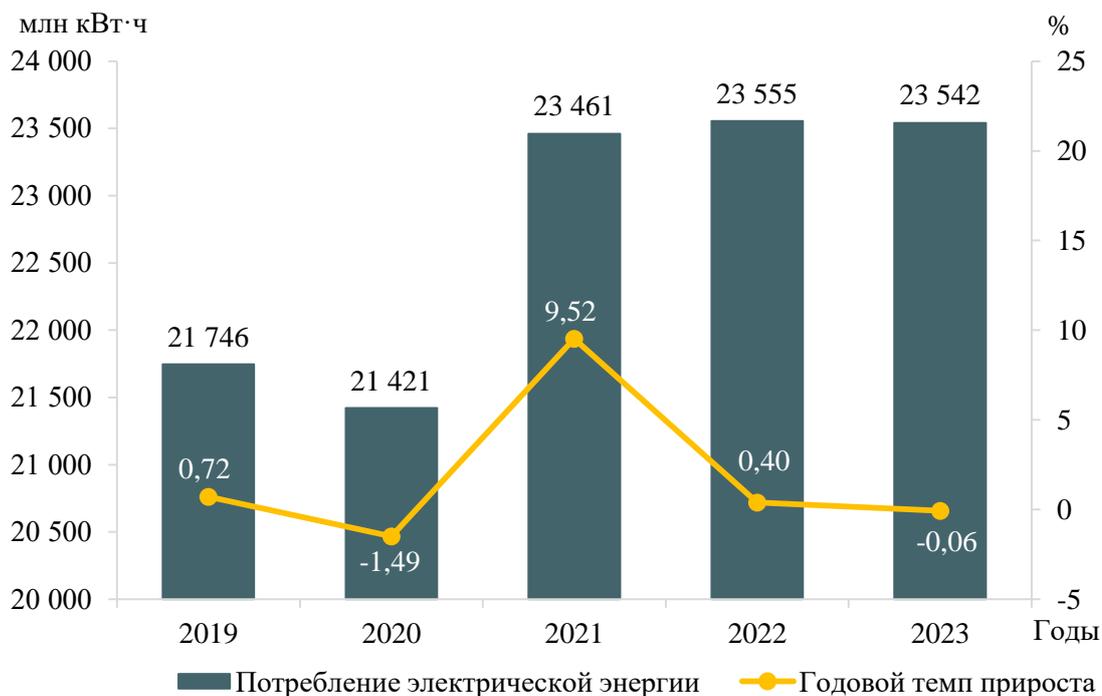


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории Ленинградской области и годовые темпы прироста

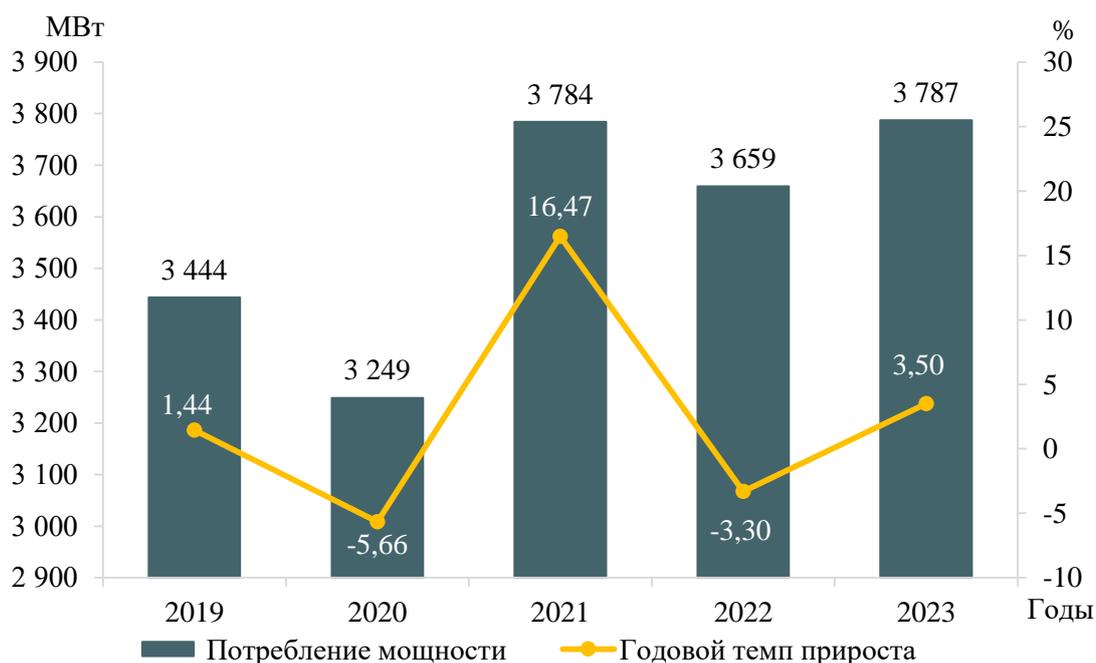


Рисунок 4 – Потребление мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста

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

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

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

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

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии Ленинградской области увеличилось на 1939 млн кВт·ч и составило 23542 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,75 %. 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 46,3 % до 47,9 % (или на 1,6 процентных пункта).

За период 2019–2023 годов потребление мощности Ленинградской области выросло на 392 МВт и составило 3787 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,21 %.

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 %.

Исторический максимум потребления мощности Ленинградской области был зафиксирован в 2024 году в размере 4047 МВт.

Доля Ленинградской области в максимальном потреблении мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области за ретроспективный период увеличилась: с 44,6 % до 46,0 % (на 1,4 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 ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, 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.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ленинградской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ленинградской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Выборг-Южная – Мыс протяженностью 65,04 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	65,04 км
2	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Лужская – Луга № 2 протяженностью 7,38 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	7,38 км
3	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	–
4	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	–
5	110 кВ	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Ленинградская – Владимирская-тяговая на ПС 110 кВ Ульяновка-тяговая	ОАО «РЖД»	2019	–
6	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)
7	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
8	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
9	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
10	110 кВ	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Молосковичи 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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Порт – Вистино протяженностью 19,62 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	19,62 км
12	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Порт – Усть-Луга протяженностью 11,64 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	11,64 км
13	330 кВ	Строительство КВЛ 330 кВ Копорская – Ленинградская АЭС протяженностью 3,91 км	ПАО «Россети»	2021	3,91 км
14	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный протяженностью 331,94 км	ПАО «Россети»	2021	331,94 км
15	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
16	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
17	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)
18	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)
19	110 кВ	Строительство двух ВЛ 110 кВ Химический – Резервная протяженностью 0,114 км каждая	ООО «БХК»	2023	2×0,114 км
20	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Лужская тяговая – Восточная тяговая протяженностью 18,612 км	ОАО «РЖД»	2023	18,612 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Владимирская-тяговая с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2019	2×16 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) с установкой ММПС 110 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2019	25 МВА
3	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	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
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ульяновка-тяговая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2019	2×16 МВА
6	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
7	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
8	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
9	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
10	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
11	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Тихвин-Литейный с установкой одного ШПР 330 кВ мощностью 100 Мвар	ПАО «Россети»	2021	1×100 Мвар
12	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
13	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	330 кВ	Строительство ПС 330 кВ Менделеевская с двумя трансформаторами 330/110/35 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	2022	2×200 МВА
15	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
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2023	25 МВА
17	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Порт (ПС 549) с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	2023	25 МВА
18	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Газовая (ПС 111) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2023	2×25 МВА
19	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Резервная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «БХК»	2023	2×40 МВА
20	110 кВ	Строительство РП 110 кВ Химический (РП 296)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2023	х
21	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Восточная-тяговая с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2023	16 МВА

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

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

На территории 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 и внеочередного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

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

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Ленэнерго»

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

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	3,53	3,20	4,25	5,79	10,84	1,52	1,44	1,89	2,49	2,77	0
			T-2	115/38,5/11	16	6,81	10,48	8,30	9,27	6,52	7,15	4,11	7,14	8,08	9,77	
2	ПС 110 кВ Большевик (ПС 395)	110/10	T-1	115/10,5	10	4,69	6,33	8,38	9,54	15,95	3,22	4,69	4,63	6,64	5,99	0
3	ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	110/11	T-1	110/11	6,3	1,69	1,40	2,32	2,03	3,30	0,27	1,33	1,43	1,61	2,23	0
			T-2	110/11	6,3	1,66	3,80	2,66	3,49	1,90	4,51	1,60	1,32	1,19	1,25	
4	ПС 110 кВ Волхов (ПС 393)	110/11	T-1	110/11	10	3,34	4,38	3,65	2,43	6,46	2,22	3,05	1,64	3,72	2,93	0
			T-2	110/11	10	3,50	4,75	4,11	5,20	6,11	2,98	3,99	4,16	2,95	5,43	
5	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	40	11,06	16,04	13,52	16,12	15,52	7,45	9,43	7,60	10,87	6,54	0
			T-2	115/38,5/10,5	40	19,47	30,05	27,26	29,29	40,76	13,55	14,65	13,87	16,67	13,23	
6	ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	110/6	T-1	115/6,3	10	3,27	3,54	3,59	4,02	2,88	0,71	2,73	1,42	2,06	1,80	0
			T-2	115/6,3	10	1,58	3,14	4,62	4,32	10,82	0,78	0	1,95	3,30	2,20	
7	ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	8,08	8,22	9,40	9,73	9,38	4,29	10,37	3,81	11,28	6,35	0
			T-2	115/38,5/11	16	4,60	4,15	5,34	5,31	5,36	3,47	0,98	3,28	0	3,40	
8	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	5,39	3,52	3,90	4,98	8,47	1,63	2,20	1,21	2,76	6,29	0
			T-2	115/38,5/11	25	4,12	7,61	7,92	10,10	17,18	3,36	1,94	3,38	4,38	3,80	
9	ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375)	110/35/10	T-1	115	25	10,90	10,19	10,22	12,50	14,94	9,31	6,80	7,83	6,57	5,32	0
				38,5		4,40	3,71	5,29	5,58	9,52	3,43	3,87	5,17	3,01	2,75	
				10,5		6,53	6,52	4,93	6,54	5,42	5,92	2,95	2,67	3,55	2,56	
			T-2	115	16	5,35	5,41	7,33	7,12	12,09	3,77	5,73	6,11	4,33	6,38	
10,5	5,35	5,41		7,33		6,96	12,09	3,77	5,73	6,11	4,33	6,38				
10	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	110/35/10	T-1	110/35/10	25	11,23	14,28	11,03	15,37	15,49	11,88	6,91	7,66	8,67	7,81	0
			T-2	110/35/10	25	15,08	19,74	19,27	8,51	8,74	0,06	10,53	15,09	11,86	5,07	
			T-3 (ММПС)	115/10,5	25	–	–	–	12,03	12,65	–	–	–	–	5,07	
			T-4 (ММПС)	115/10,5	25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0	
11	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	6,3	2,40	2,33	2,57	2,54	4,25	1,30	1,22	1,27	1,46	1,68	0
			T-2	115/38,5/10,5	6,3	1,84	3,07	3,57	4,40	7,00	0,93	1,37	1,31	1,67	1,10	
12	ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367)	110/10	T-1	110/11	6,3	2,41	2,11	2,37	3,30	2,95	1,03	0,90	1,70	3,04	0	0
			T-2	110/11	6,3	1,28	1,67	1,80	1,83	4,03	1,11	1,01	0,70	0	2,38	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	T-1	ТДТН-16000/110	1964	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1964	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Большевик (ПС 395)	T-1	ТДН-10000/110	1984	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	T-1	ТМН-6300/110	2007	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТМН-6300/110	1985	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Волхов (ПС 393)	T-1	ТДН-10000/110	1984	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110	1984	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	T-1	ТДТН-40000/110	2004	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110	2007	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	T-1	ТДН-10000/110	2016	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-10000/110	2016	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	T-1	ТДТН-16000/110	1976	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1977	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	T-1	ТДТН-16000/110	2010	99	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110	2017	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
9	ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375)	T-1	ТДТН-25000/110	2008	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110	2008	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	T-1	ТДТН-25000/110	2003	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	2005	99	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3 (ММПС)	ТДТН-25000/110	2018	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		T-4 (ММПС)	ТДТН-25000/110	2018	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
11	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	T-1	ТМТН-6300/110	1984	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110	1984	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367)	T-1	ТМН-6300/110	1984	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110	1984	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	2023 / зима	17,36	ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	ТУ для ТП менее 670 кВт (67 шт.)			2024	3,28	0	0,4	0,33	19,03	19,03	19,03	19,03	19,03	19,03
				ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,69	0	0,4	0,07						
				ПС 35 кВ Новинка (ПС Нов)	ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,19	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Новинка (ПС Нов)	АО «ОЭК»	10.12.2020	ОД-ГТЭС-511143-20/514891-Э-20	2024	6,46	4,92	10	1,08						
				ПС 35 кВ Строганово (Тяговая-12)	ТУ для ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,12	0,08	0,4	0,004						
2	ПС 110 кВ Большевик (ПС 395)	2023 / зима	15,95	ПС 110 кВ Большевик (ПС 395)	ТУ для ТП менее 670 кВт (119 шт.)			2024	6,12	0,79	0,4	0,53	16,54	16,54	16,54	16,54	16,54	16,54
3	ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 66)	2022 / зима	5,52	ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	ТУ для ТП менее 670 кВт (44 шт.)			2024	0,73	0	0,4	0,07	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18
				ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,36	0,18	0,4	0,02						
				ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	ООО «ЗВЕЗДА»	18.08.2023	23-037217-101-032	2025	2,00	0	0,4	1,40						
4	ПС 110кВ Волхов (ПС 393)	2023 / зима	12,57	ПС 110 кВ Волхов (ПС 393)	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,12	0	0,4	0,01	14,38	14,38	14,38	14,38	14,38	14,38
				ПС 110 кВ Волхов (ПС 393)	ООО «АРЕЛАН»	10.04.2020	ОД-8517-20/5892-Э-20	2024	1,80	0	0,4	1,62						
5	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	2023 / зима	56,28	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	ТУ для ТП менее 670 кВт (73 шт.)			2024	3,41	0	0,4–10	0,34	58,17	58,17	58,17	58,17	58,17	58,17
				ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ для ТП менее 670 кВт (48 шт.)			2024	0,63	0	0,4–10	0,06						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Красноборская (ПС 606)	ТУ для ТП менее 670 кВт (209 шт.)			2024	4,08	0	0,4	0,41						
				ПС 35 кВ Красноборская (ПС 606)	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,01	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603)	ТУ для ТП менее 670 кВт (176 шт.)			2024	8,19	0	0,4–10	0,82						
				ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603)	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2025	0,04	0	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Орехово-тяговая	ТУ для ТП менее 670 кВт (24 шт.)			2024	0,56	0	0,4–10	0,06						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
6	ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	2023 / зима	13,70	ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	ТУ для ТП менее 670 кВт (90 шт.)			2024	1,66	0,08	0,4	0,16	14,19	14,19	14,19	14,19	14,19	14,19
				ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,34	0,17	0,4	0,02						
				ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	ООО УК «Карлино»	20.07.2021	ОД-021985-21/035001-Э-21	2024	1,30	0	0,4	0,26						
7	ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	2022 / зима	15,04	ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	ТУ для ТП менее 670 кВт (94 шт.)			2024	4,72	0	0,4	0,47	19,79	19,79	19,79	19,79	19,79	19,79
				ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	АО «СЛОТЕКС»	10.12.2021	ОД-039955-21/070298-Э-21	2024	4,99	0	6–10 и более	3,49						
				ПС 35 кВ Романовка (ПС 635)	ТУ для ТП менее 670 кВт (75 шт.)			2024	2,49	0,03	0,4	0,25						
				ПС 35 кВ Романовка (ПС 635)	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,66	0	0,4	0,07						
8	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	2023 / зима	25,65	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ТУ для ТП менее 670 кВт (109 шт.)			2024	3,66	0	0,4	0,37	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24
				ПС 35 кВ Гранит	ТУ для ТП менее 670 кВт (109 шт.)			2024	0,77	0	0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Житковская	ТУ для ТП менее 670 кВт (38 шт.)			2024	0,84	0	0,4	0,08						
9	ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375)	2023 / зима	27,03	ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375)	ТУ для ТП менее 670 кВт (49 шт.)			2024	1,07	0	0,4	0,11	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23
				ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375)	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,04	0	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Гранит	ТУ для ТП менее 670 кВт (109 шт.)			2024	0,77	0	0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2024	0,84	0	0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Симагино	ТУ для ТП менее 670 кВт (36 шт.)			2024	0,79	0	0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Симагино	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,65	0	6–10 и более	0,07						
				ПС 35 кВ Симагино	АО «Невский экологический оператор»	06.04.2023	22-106674-100-031	2025	4,80	0	6–10 и более	3,36						
10	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	2023 / зима	36,88	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	ТУ для ТП менее 670 кВт (188 шт.)			2024	4,38	0	0,4	0,44	37,60	37,60	37,60	37,60	37,60	37,60
				ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ для ТП менее 670 кВт (48 шт.)			2024	0,63	0	0,4	0,06						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Орехово-тяговая	ТУ для ТП менее 670 кВт (24 шт.)			2024	0,56	0	0,4	0,06						
				ПС 35 кВ Сапёрная	ТУ для ТП менее 670 кВт (56 шт.)			2024	0,85	0,03	0,4–10	0,08						
				ПС 35 кВ Сапёрная	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,09	0	0,4	0,01						
11	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	2023 / зима	11,25	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	ТУ для ТП менее 670 кВт (72 шт.)			2024	1,60	0	0,4	0,16	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46
				ПС 35 кВ Сухое (ПС 25)	ТУ для ТП менее 670 кВт (23 шт.)			2024	0,29	0	0,4	0,03						
12	ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367)	2023 / зима	6,98	ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367)	ТУ для ТП менее 670 кВт (73 шт.)			2024	1,33	0	0,4	0,133	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13

ПС 110 кВ Батово (ПС 142).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 17,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 95,01 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} +1,2^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,74 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,67 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,36 + 1,67 + 0 - 0 = 19,03 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Батово (ПС 142), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 4,20 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Батово (ПС 142) ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. Расчетный объем ГАО составляет 0,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего силового трансформатора на трансформатор мощностью не менее 19,03 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Большевик (ПС 395).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 15,95 МВА, что превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 32,92 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -23,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,59 МВА).

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующего трансформатора составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,95 + 0,59 + 0 - 0 = 16,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Большевик (ПС 395), на величину до 37,82 % (без ТП превышение до 32,92 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. Расчетный объем ГАО составляет 4,54 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего силового трансформатора на трансформатор мощностью не менее 16,54 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×10 МВА на 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 5,52 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 75,18 % (70,10 %) от  $S_{\text{дн}}$ .

Максимальная нагрузка за отчетный летний период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 4,78 МВА. В ПАР отключения одного

трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 75,63 % (63,12 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-1) при ТНВ -3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,166 (1,250), а при ТНВ +19,6 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,003 (1,202).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,66 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,52 + 1,66 + 0 - 0 = 7,18 \text{ МВА.}$$

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов в летний период составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 4,78 + 1,66 + 0 - 0 = 6,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в зимний период суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 91,12 % (97,68 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

В летний период суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 84,98 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

При этом в летний период суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 1,84 % от  $S_{\text{ддн}}$  (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366) ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366) расчетный объем ГАО составит 0,12 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 7,18 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Волхов (ПС 393).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 12,57 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 4,75 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -10,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,81 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,57 + 1,81 + 0 - 0 = 14,38 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Волхов (ПС 393), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 19,84 % (без ТП превышение до 4,75 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Волхов (ПС 393) ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волхов (ПС 393) расчетный объем ГАО составит 2,38 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,38 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2022–2023 годов и составила 56,28 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 18,24 % (12,56 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-1) при ТНВ -8,0 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,190 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,89 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 56,28 + 1,89 + 0 - 0 = 58,17 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 16,34 % (22,20 %) (без ТП превышение до 12,56 % (18,24 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) расчетный объем ГАО составит 10,57 (8,17) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 58,17 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 13,70 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 9,60 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-22,0^{\circ}\text{C}$  и повышенном износе изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,49 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,70 + 0,49 + 0 - 0 = 14,19 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 13,51 % (без ТП превышение до 9,60 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345) ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345) расчетный объем ГАО составит 1,69 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,19 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2  $2 \times 10$  МВА на  $2 \times 16$  МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 15,04 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 80,65 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-3,1^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,166.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,83 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,75 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,04 + 4,75 + 0 - 0 = 19,79 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 6,13 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325) ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. Расчетный объем ГАО составляет 1,13 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,79 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 25,65 МВА, в том числе на напряжении 35 кВ – 8,47 МВА, на напряжении 10 кВ – 17,18 МВА.

В нормальной схеме электроснабжение нагрузки 1с и 2с 10 кВ ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330) осуществляется от трансформатора Т-2 с возможностью АВР от трансформатора Т-1. Электроснабжение нагрузки 1с 35 кВ ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330) осуществляется от трансформатора Т-1. Отвод обмотки СН 35 кВ трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330) работает в режиме холостого хода и не подключен к РУ 35 кВ ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330).

В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 28,25 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 55,00 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -24,0 °С и повышенном износе изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,27 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,18 МВА на напряжении 35 кВ и 0,41 МВА на напряжении 10 кВ).

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

$$S_{\text{персп Т-1}}^{\text{ТР}} = 8,47 + 0,18 + 0 - 0 = 8,65 \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{персп Т-2}}^{\text{ТР}} = 17,18 + 0,41 + 0 - 0 = 17,59 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 31,19 % (без ТП превышение 28,25 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 56,29 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330) ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330) расчетный объем ГАО составит 6,24 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнить ротацию трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330), т. е. перевод питания 1с и 2с сети 10 кВ от трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330) в нормальной схеме, а трансформатора Т-2 на сеть 35 кВ (работа трансформатора Т-2 на 1с 35 кВ ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330) в нормальной схеме).

В таком случае, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 88,00 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 84,00 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330) с заменой трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА).

#### ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 27,03 МВА, в том числе на напряжении 35 кВ – 9,52 МВА, на напряжении 10 кВ – 17,51 МВА.

В нормальной схеме электроснабжение нагрузки 1с 10 кВ ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) осуществляется от трансформатора Т-1, 2с 10 кВ – от трансформатора Т-2, с возможностью АВР. Электроснабжение нагрузки 1с 35 кВ ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) осуществляется от трансформатора Т-1, резервируется по сети 35 кВ.

В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 87,6 % от  $S_{ддн}$  (с учетом перевода нагрузки 35 кВ ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) на питание от ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) или ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)). В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 86,5 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-17,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  и повышенном износе изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,08 МВА на напряжении 35 кВ и 0,12 МВА на напряжении 10 кВ).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 27,03 + 4,20 + 0 - 0 = 31,23 \text{ МВА},$$

в том числе на напряжении 35 кВ – 13,6 МВА, на напряжении 10 кВ – 17,63 МВА.

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 99,90 % от  $S_{ддн}$ .

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 88,20 % от  $S_{ддн}$ .

С учетом вышеизложенного, а также возможности обеспечения электроснабжения потребителей сети 35 кВ ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) от других центров питания (ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) и ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)), в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) с заменой

существующих силовых трансформаторов Т-1 1×25 МВА на 1×40 МВА и Т-2 1×16 МВА на 1×25 МВА).

ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 36,88 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2), без учета ММПС, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 18,02 % (29,22 %). 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 трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +1,2 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,142 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,72 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 36,88 + 0,72 + 0 - 0 = 37,6 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 31,76 % (20,34 %) (без ТП превышение до 29,22 % (18,02 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) расчетный объем ГАО составит 9,06 (6,35) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,6 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 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Шум (ПС 377).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 11,25 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 48,81 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,21 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,25 + 0,21 + 0 - 0 = 11,46 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шум (ПС 377), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 51,59 % (без ТП превышение до 48,81 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Шум (ПС 377) ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов расчетный объем ГАО составит 3,9 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,46 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов  $2 \times 6,3$  МВА на  $2 \times 16$  МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 6,98 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 92,33 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-19\text{ }^{\circ}\text{C}$  и нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,15 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,98 + 0,15 + 0 - 0 = 7,13 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шундрово (ПС 367), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 94,28 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Шундрово (ПС 367) с заменой существующих силовых трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×10 МВА).

#### 2.2.2 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.

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

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

##### 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 сети 35 кВ, прилегающей к 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 11 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной (без ограничений) перегрузке трансформатора на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

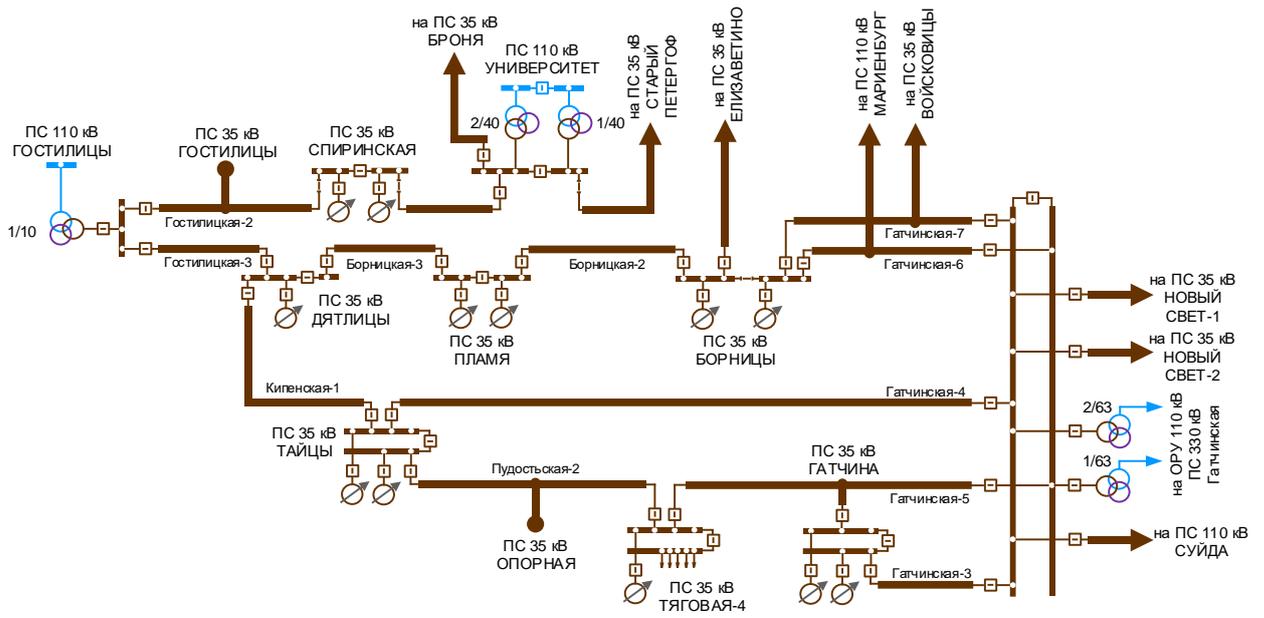


Рисунок 5 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), с учетом нормальных точек деления сети

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	10	9,65	7,53	8,67	6,33	9,4	3,74	0	6,19	3,22	6,21	0

Примечание – В дни зимних контрольных замеров 2020, 2021, 2022 и 2023 годов T-1 работал в режиме 110/10 кВ.

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке 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 Гостилицы (ПС 344)	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1980	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА													
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.								
1	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	2023 / зима	18,50	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ТУ для ТП менее 670 кВт (121 шт.)			2025	2,71	0	0,4–10	0,27	19,95	19,95	19,95	19,95	19,95	19,95								
				ПС 35 кВ Дятлицы (ПС Дт)															ТУ для ТП менее 670 кВт (37 шт.)	2025	1,12	0	0,4–10	0,11		
				ПС 35 кВ Пламя (ПС Пм)															ТУ для ТП менее 670 кВт (61 шт.)	2025	0,48	0,02	0,4–10	0,05		
				ПС 35 кВ Пламя (ПС Пм)															ООО «ДЕРЕВООБРАБОТКА»	03.06.2022	22-034085-101-032	2025	0,50	0	6–10	0,45
				ПС 35 кВ Пламя (ПС Пм)															Акционерное общество «ОДК-СЕРВИС»	09.08.2023	23-033277-101-032	2025	1,21	0,60	0,4	0,42

Согласно данным в таблицах 11, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2022–2023 годов и составила 9,4 МВА. При этом в прилегающей сети 35 кВ была создана следующая схема: отключен В-35 трансформатора Т-1 и включен В-35 ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344). Таким образом, нагрузка сети 35 кВ, получающая питание от ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), переведена на питание со стороны ПС 110 кВ Университет (ПС 196) по ВЛ 35 кВ Университет – Спириная (ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1). При делении сети 35 кВ по нормальной схеме расчетная загрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) составила 18,50 МВА (154,17 % от  $S_{\text{ддн}}$ ).

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1 в нормальной схеме с учетом включения В-35 кВ ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) превышает  $S_{\text{ддн}}$  (12 МВА) на величину до 168,02 % и составляет 32,16 МВА; токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 превышает ДДТН и АДТН (150 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 24 % и составляет 186 А.

Возможность перевода нагрузки ПС 35 кВ Гостилицы (ПС Гст) и ПС 35 кВ Спириная 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 трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) при работе в режиме 110/35/10 кВ в зимнем режиме максимальных нагрузок на уровне потребления 2030 года в нормальной схеме превысит  $S_{\text{ддн}}$  (12 МВА) на величину до 66,22 % и составит 19,95 МВА.

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1 в нормальной схеме с учетом включения В-35 кВ ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) превышает  $S_{\text{ддн}}$  (12 МВА) на величину до 182,13 % и составляет 33,86 МВА; токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 превышает ДДТН и АДТН (150 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 24,04 % и составляет 186 А.

Возможность перевода нагрузки ПС 35 кВ Гостилицы (ПС Гст) и ПС 35 кВ Спириная 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 трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) превысит  $S_{\text{ддн}}$  (12 МВА) на величину до 104,26 % и составит 24,51 МВА. Для реализации указанного схемно-режимного мероприятия необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Гатчинская-7 на ПС 35 кВ Борницы. Расчетный объем ГВО составит 12,51 МВА.

Для обеспечения допустимых параметров режима в нормальной схеме, а также для исключения ввода ГВО в единичной ремонтной схеме необходима замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (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 трансформатор Т-1 предполагается оставить в режиме работы 110/10 кВ.

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1 в нормальной схеме с учетом включения В-35 кВ ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) на уровне потребления 2030 года составит 20,18 МВА, токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 превысит ДДТН и АДТН (150 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 22,67 % и составит 184 А.

С учетом возможности перевода нагрузки ПС 35 кВ Дятлицы, ПС 35 кВ Пламя на питание от ПС 330 кВ Гатчинская, нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) составит 12,11 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) (рисунок 6):

- вариант № 1: замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА;
- вариант № 2: установка второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА с учетом работы только на нагрузку по сети 35 кВ, с работой существующего трансформатора Т-1 только на нагрузку 10 кВ.

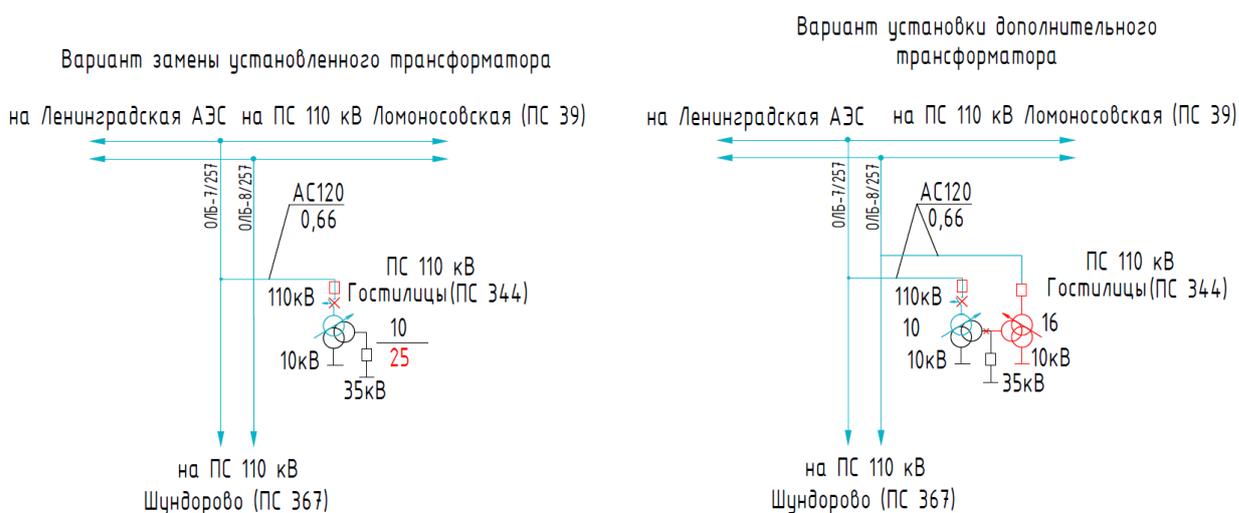


Рисунок 6 – Варианты реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)

В обоих вариантах выявлено превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1. Необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344).

По результатам ТЭО, приведенным в 5.1, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 в части замены существующего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА составляют 370,74 млн руб. (без НДС), а по варианту № 2 в части установки на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА – 460,46 млн руб. (без НДС). Наиболее экономичным является вариант № 1.

С учетом вышеизложенного для реализации рекомендуется вариант с заменой на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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). Принципиальная схема сети 35 кВ, прилегающей к ПС 35 кВ Касимово (ПС 607), представлена на рисунке 7. В таблице 14 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по ПС 35 кВ Касимово, в таблице 15 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

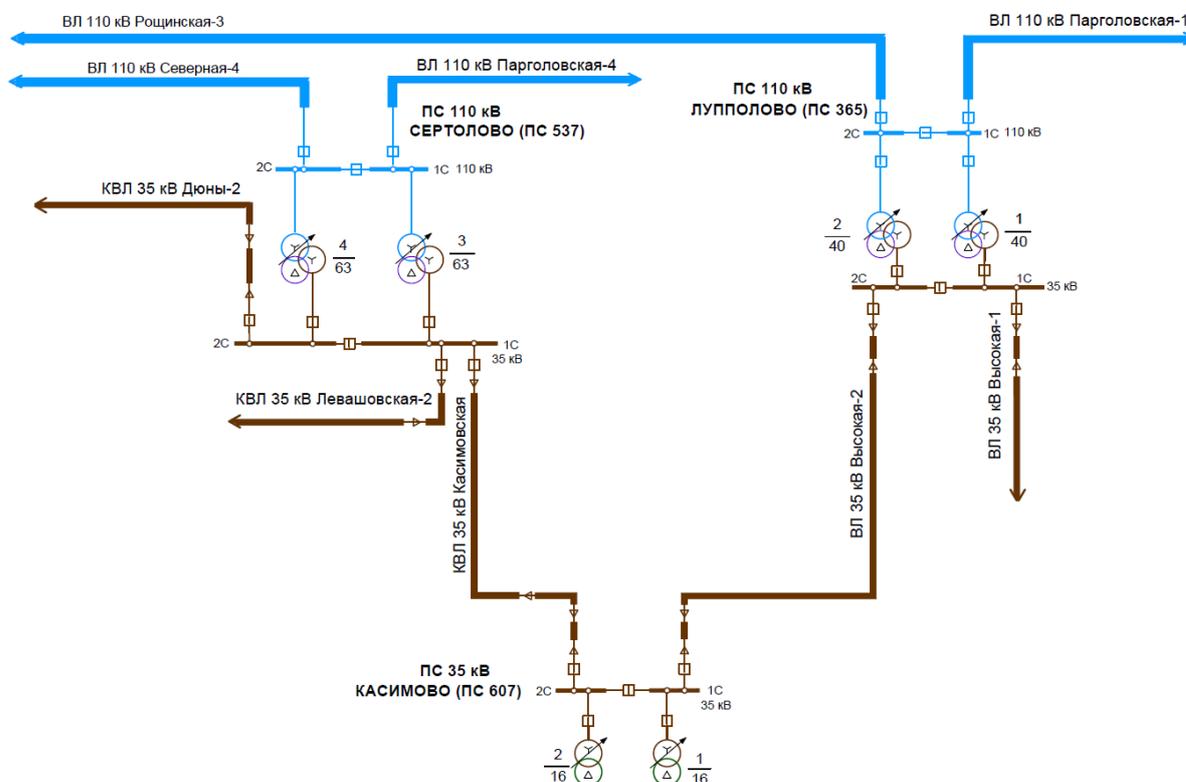


Рисунок 7 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ, прилегающей к ПС 35 кВ Касимово (ПС 607), с учетом нормальных точек деления сети

Таблица 14 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	35	T-1	38,5/6,3	16	7,64	9,30	7,92	11,33	8,58	4,25	4,62	4,28	5,96	5,77	0
			T-2	38,5/6,3	16	8,39	10,01	10,40	9,19	11,10	4,21	4,34	5,39	4,99	3,50	0

Таблица 15 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T <sub>НВ</sub> , °С							
						-20	-10	0	10	20	30	40	
1	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	T-1	ТДНС-16000/35/6	2010	63	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТДНС-16000/35/6	2010	63	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

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

№ п/п	Наименование ПС 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	2022 / зима	20,52	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	ООО «СЗ «Охта»	07.03.2023	23-006795-100-046	2024–2026	2,07	0	0,4	0,83	22,37	22,67	22,67	22,67	22,67	22,67
				ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	ООО «ДРИФТ РЕЙСИНГ ПАРК»	28.09.2023	23-025731-100-046	2025	1,95	0	0,4	0,39						
				ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	ТУ для ТП менее 670 кВт (138 шт.)		2024	7,12	0	0,4–10	0,71							

Согласно данным в таблицах 14, 15 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,52 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 22,14 %.

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 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,14 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,15 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Ленэнерго» в соответствии с ТУ для ТП ООО «СЗ «Охта» (договор ТП от 07.03.2023 № 23-006795-100-046 заявленной мощностью 2,074 МВт) и ООО «ДРИФТ РЕЙСИНГ ПАРК» (договор ТП от 28.09.2023 № 23-025731-100-046 заявленной мощностью 1,95 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,52 + 2,15 + 0 - 0 = 22,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Касимово (ПС 607), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 34,92 % (без ТП превышение до 22,14 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) расчетный объем ГАО составит 5,87 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,67 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного 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 (ПС 607) 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 в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (ВЛ 35 кВ

Высокая-2) токовая нагрузка КВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово (КВЛ 35 кВ Касимовская) превышает ДДТН (363 А, ограничивающий элемент – кабельная вставка, провод) на величину до 4,1 % и составляет 378 А, что не превышает АДТН (394 А, ограничивающий элемент – кабельная вставка, провод) и составляет 95,9 % от АДТН. В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово (КВЛ 35 кВ Касимовская) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (ВЛ 35 кВ Высокая-2) превышает ДДТН (363 А, ограничивающий элемент – кабельная вставка, провод) на величину до 3,3 % и составляет 375 А, что не превышает АДТН (394 А, ограничивающий элемент – кабельная вставка, провод) и составляет 95 % от АДТН.

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

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2030 года при ТНВ -25 °С в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Высокая-2 токовая нагрузка КВЛ 35 кВ Касимовская превышает ДДТН и АДТН (394 А) и составляет 415 А; в ПАР отключения КВЛ 35 кВ Касимовская токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Высокая-2 превышает ДДТН и АДТН (394 А) и составляет 412 А.

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

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2030 года при ТНВ +5 °С в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Высокая-2 токовая нагрузка КВЛ 35 кВ Касимовская превышает ДДТН (339 А) и не превышает АДТН (388 А) и составляет 362 А; в ПАР отключения КВЛ 35 кВ Касимовская токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Высокая-2 превышает ДДТН (339 А) и составляет 359 А, что не превышает АДТН (388 А).

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

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Касимово (ПС 607), а также для предотвращения токовой перегрузки существующих КВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово и ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово в послеаварийном режиме рассмотрены следующие варианты (рисунок 8):

- вариант развития электрической сети 35 кВ. Вариант предполагает строительство новой площадки 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. Вариант предполагает строительство новой площадки ПС 110 кВ Касимово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и строительством отпайек 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.

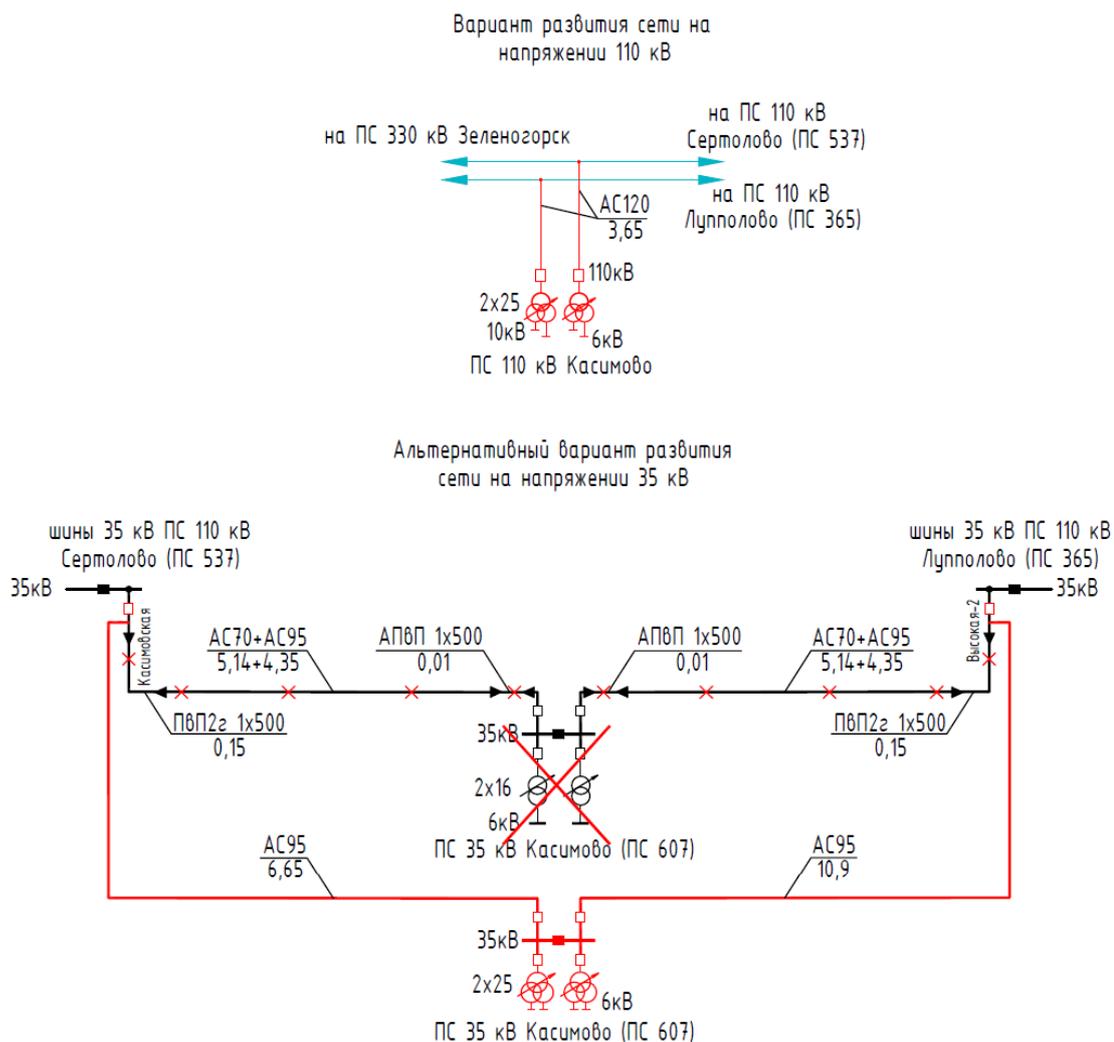


Рисунок 8 – Схема присоединения ПС 110 кВ Касимово по вариантам

В соответствии с оценкой сетевой организации величина капитальных затрат в базовых ценах на реализацию мероприятия по строительству ПС 110 кВ Касимово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и строительством отпайек 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 составит 1269,16 млн руб. (без НДС), а на реализацию мероприятия по строительству ПС 35 кВ Касимово с двумя трансформаторами 35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый, строительству ВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово ориентировочной протяженностью 6,65 км, строительству ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово ориентировочной протяженностью 10,9 км, демонтажу ПС 35 кВ Касимово (ПС 607), демонтажу КВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово, демонтажу КВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово – 1422,25 млн руб. (без НДС).

В результате сравнения предложенных вариантов по критерию минимума капитальных затрат для реализации рекомендуется вариант со строительством новой ПС 110 кВ Касимово.

С учетом вышеизложенного для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется строительство 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 Рошинская-3) до ПС 110 кВ Касимово.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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. Принципиальная существующая схема сети 35 кВ рассматриваемого района представлена на рисунке 10. В таблице 17 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 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 зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 35 кВ Кондратьевская	35	T-1	38,5/10,5	6,3	2,15	2,77	3,08	2,85	4,58	4,25	4,62	4,28	5,96	5,77	0
			T-2	38,5/10,5	6,3	1,11	1,19	1,42	1,3	0,96	4,21	4,34	5,39	4,99	3,50	
2	ПС 35 кВ Калининская	35	T-1	38,5/6,3	6,3	0	0	0	0	7,77	0	0	0	3,07	0	0
			T-2	38,5/6,3	10	5,85	7,04	6,75	7,33	2,20	3,01	3,25	3,12	0	3,04	0
			T-3	38,5/10,5	6,3	3,03	3,26	3,54	3,42	5,15	1,97	1,87	1,74	2,09	1,78	0
3	ПС 110 кВ Выборг-Районная (ПС 26)	110	T-1	115/38,5/10,5	40	9,62	9,5	7,24	9,27	11,88	6,41	6,54	4,56	5,24	8,46	0
			T-2	115/38,5/10,5	40	21,04	31,76	26,56	25,5	37,20	15,94	16,98	17,97	16,19	10,58	

Таблица 18 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 35 кВ Кондратьевская	T-1	ТМН-6300/35/10	2002	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35/10	2007	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 35 кВ Калининская	T-1	н/д	1966	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТДНС-10000	1973	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-3	ТМН-6300/35/10	1977	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 110 кВ Выборг-Районная (ПС 26)	T-1	ТДТН-40000/110	1988	99	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Выборг-Районная (ПС 26)	2023 / зима	49,08	ПС 35 кВ Кондратьевская	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024–2025	1,10	0	0,4–10	0,11	49,33	49,33	49,33	49,33	49,33	49,33
				ПС 35 кВ Калининская (6 кВ)	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,18	0	6	0,02						
				ПС 35 кВ Калининская (10 кВ)	ТУ для ТП менее 670 кВт (14 шт.)			2024–2025	1,01	0	10	0,10						

Согласно данным, предоставленным ПАО «Россети Ленэнерго», фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов. В ОЗП был выполнен перевод питания района сети 35 кВ (ПС 35 кВ Перовская, ПС 35 кВ Лебедь, ПС 35 кВ Гавриловская (Т-1), ПС 35 кВ Гончаровская, ПС 35 кВ Вещевская, ПС 35 кВ Житковская (Т-1)) по ВЛ 35 кВ Гавриловская-1 с ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) на ПС 110 кВ Выборг-Южная (ПС 159).

ПС 35 кВ Кондратьевская.

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 ОЗП 2023–2024 годов и составила 5,53 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 83,64 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

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 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,10 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,12 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5,53 + 0,12 + 0 - 0 = 5,66 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 85,49 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

ПС 35 кВ Калининская.

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 трансформаторов Т-1 и Т-2 за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 9,97 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 95,02 % от  $S_{\text{ддн}}$ . Максимальная нагрузка трансформатора Т-3 составила 5,15 МВА, что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 77,84 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

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 к трансформаторам с напряжением НН 6 кВ планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,11 МВА), к трансформатору Т-3 (напряжение НН 10 кВ) планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,02 МВА)

Перспективная нагрузка трансформаторов на напряжении 6 кВ согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,97 + 0,11 + 0 - 0 = 10,08 \text{ МВА},$$

перспективная нагрузка трансформатора Т-3 на напряжении 10 кВ согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,15 + 0,02 + 0 - 0 = 5,17 \text{ МВА}.$$

Таким образом, загрузка трансформаторов Т-2 (Т-1) и Т-3 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 96,08 % и 78,14 % от  $S_{\text{ддн}}$  соответственно.

ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26).

В настоящее время на ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) установлены два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (год ввода – 1988).

Согласно данным в таблице 17 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2023–2024 годов и составила 49,08 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 2,25 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -21,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,25 МВА) (с учетом превентивного перевода питания ПС 35 кВ Перовская, ПС 35 кВ Лебедь, ПС 35 кВ Гавриловская (Т-1), ПС 35 кВ Гончаровская, ПС 35 кВ Вещевская, ПС 35 кВ Житковская (Т-1) по ВЛ 35 кВ Гавриловская-1 с ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) на ПС 110 кВ Выборг-Южная (ПС 159)).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 49,08 + 0,25 + 0 - 0 = 49,33 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26), оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 2,77 % (без ТП превышение до 2,25 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) расчетный объем ГАО составит 1,33 МВА

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.

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления ОЗП 2023–2024 годов токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская (ВЛ 35 кВ Калининская) превышает ДДТН и АДТН (300 А при ТНВ -21 °С, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 15,67 % и составляет 347 А. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) напряжение на шинах 35 кВ подстанции 35 кВ Кондратьевская ниже МДН – 31,22 кВ.

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2030 года при ТНВ -25 °С (с учетом договоров ТП) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская (ВЛ 35 кВ Калининская) превышает ДДТН и АДТН (300 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 19,33 % и составляет 358 А. Необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская (ВЛ 35 кВ Калининская) на ПС 35 кВ Калининская. Напряжение на шинах 35 кВ подстанции 35 кВ Кондратьевская ниже МДН – 31,43 кВ. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская (ВЛ 35 кВ Калининская) превышает ДДТН и АДТН (360 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 20,0 % и составляет 360 А; напряжение на шинах 35 кВ подстанции 35 кВ Кондратьевская ниже МДН – 30,93 кВ.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений предлагается установка БСК мощностью 6 Мвар на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Кондратьевская и изменение коэффициента трансформации трансформаторов ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) (оснащены РПН). В этом случае, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает  $S_{\text{ддн}}$  (48 МВА (коэффициент перегрузки с повышенным износом изоляции 1,2 при ТНВ -25 °С)) и составляет 99,52 % от  $S_{\text{ддн}}$  – 47,77 МВА. Напряжение на шинах 35 кВ подстанции 35 кВ Кондратьевская не ниже МДН – 32,66 кВ.

Таким образом, в целях обеспечения выполнения требований к параметрам электроэнергетического режима, рекомендуются следующие мероприятия:

– перенос существующей точки раздела электрической сети с переводом электроснабжения потребителей на другие энергорайоны (раздел сети 35 кВ в зимний период должен быть выполнен на В-35 кВ ОЛГвр-1 на ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) с переводом питания района сети 35 кВ (ПС 35 кВ Перовская, ПС 35 кВ Лебедь, ПС 35 кВ Гавриловская (Т-1), ПС 35 кВ Гончаровская, ПС 35 кВ

Вещевская, ПС 35 кВ Житковская (Т-1)) по ВЛ 35 кВ Гавриловская-1 с ПС 110 кВ  
Выборг-районная (ПС 26) на ПС 110 кВ Выборг-южная (ПС 159);  
– замена ТТ ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская (ВЛ 35 кВ  
Калининская) на ПС 35 кВ Калининская;  
– установка БСК 6 Мвар на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Кондратьевская.

Строительство новой ПС 110 кВ для электроснабжения потребителей Лесколовского сельского, Токсовского городского поселений Всеволожского муниципального района.

Согласно данным АО «Россети Ленэнерго» для разукрупнения сети 35 кВ ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) – ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) – ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) – ПС 35 кВ Токсово-тяговая – ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50) – ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) и обеспечения возможности присоединения новых потребителей предлагается строительство новой ПС 110 кВ Лайдака со строительством заходов вновь сооружаемой КВЛ 110 кВ Парнас – ответвление к ВЛ 110 кВ Гарболовская-3, ориентировочной протяженностью 32 км.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района представлена на рисунке 10.

Раздел сети 35 кВ в зимний период выполнен на В-35 кВ ЛКвг-2 (Кавголовская-2) на ПС 35 кВ Токсово (ПС 601), а в летний – на СВ 35 кВ ПС 35 кВ Токсово (ПС 601).

В таблице 20 представлены данные контрольного замера за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 21 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 22 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

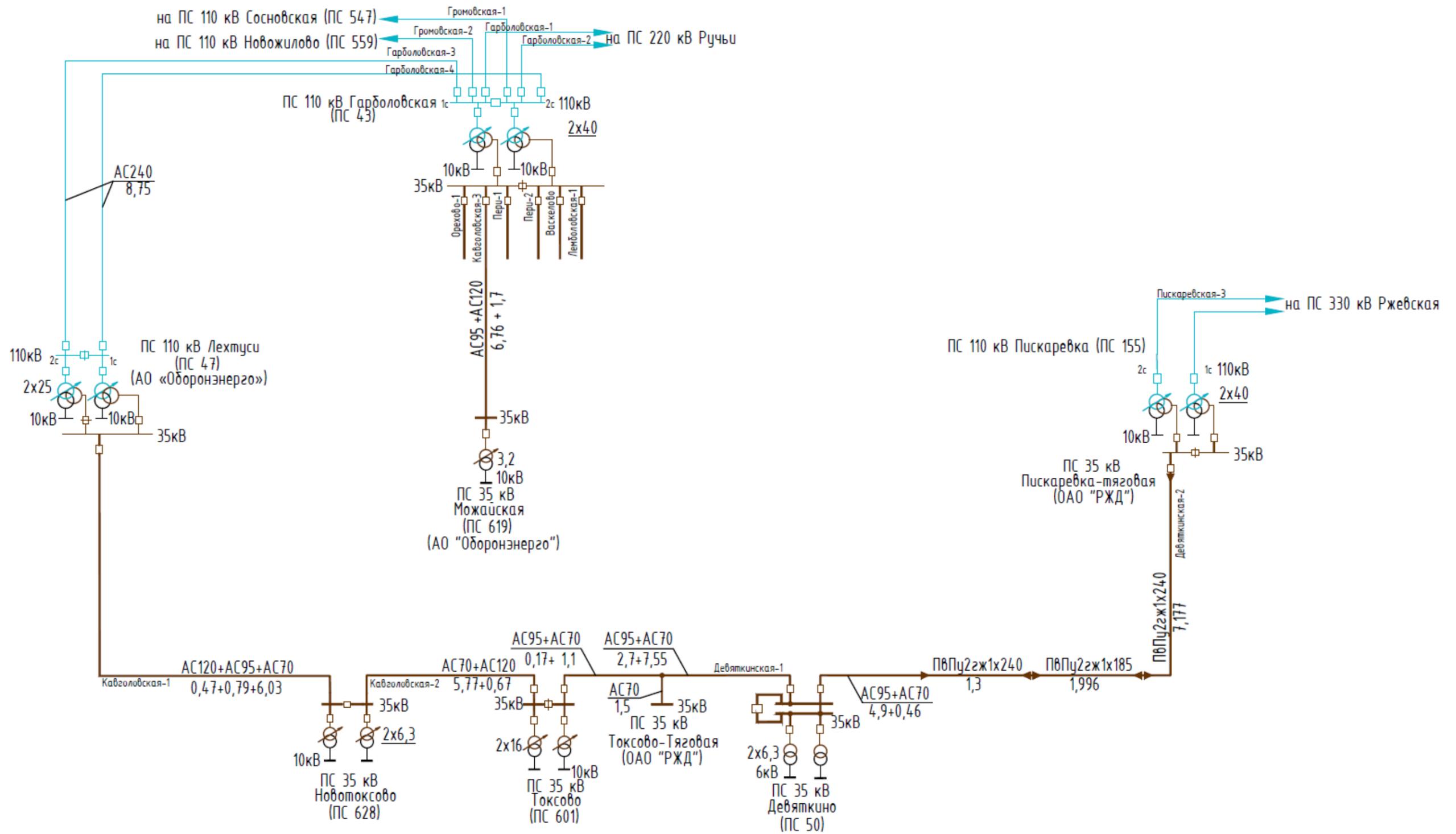


Рисунок 10 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) – ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) – ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) – ПС 35 кВ Токсово-Тяговая – ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50) – ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) с учетом нормальных точек деления сети

Таблица 20 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50)	35	T-1	35/6,3	6,3	1,51	1,49	1,48	0,9	0,4	0,28	0,66	0,16	0,81	0,17	0
			T-2	35/6,3	6,3	1,36	1,15	1,19	2,05	2,24	0,95	0,64	0,13	0,7	1,32	
2	ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	35	T-1	35/10,5	6,3	1,53	2,05	2,51	2,48	2,68	0,79	0,94	1,12	1,02	1,45	0
			T-2	35/10,5	6,3	3,69	4,69	3,33	5,35	5,02	2,16	2,25	2,85	2,68	2,49	
3	ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155)	110	T-1	115/38,5/10,5	40	12,01	11,63	12,23	13,42	11,73	9,65	8,18	10,53	30,92	15,5	0
			T-2	115/38,5/10,5	40	15,79	15,74	26,55	16,98	36,38	11	13,15	14,87	0	0	
4	ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	35	T-1	35/10,5	16	2,39	6,74	6,34	6,99	6,07	2,12	2,43	2,39	0	2,48	0
			T-2	35/10,5	16	1,96	5,47	7,02	6,75	6,25	3,04	3,43	3,27	6,66	2,90	
5	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	40	11,06	16,04	13,52	16,12	26,45	7,45	9,43	7,6	10,87	6,54	0
			T-2	115/38,5/10,5	40	19,47	30,05	27,26	29,29	14,99	13,55	14,65	13,87	16,67	13,23	

Таблица 21 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С							
						-20	-10	0	10	20	30	40	
1	ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50)	T-1	ТМН-6300/35	1986	63	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35	1986	63	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	T-1	ТМН-6300/35	1984	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-6300/35	2003	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155)	T-1	ТДТН-40000/110	1993	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
		T-2	ТДТН-40000/110	1992	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
4	ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	T-1	ТДНС-16000/35	2012	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТДНС-16000/35	2012	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
5	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	T-1	ТДТН-40000/110	2004	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08	
		T-2	ТДТН-40000/110	2007	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	

Таблица 22 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	2022 / зима	7,83	ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	5,25	0	0,4	0,53	8,41	8,41	8,41	8,41	8,41	8,41
2	ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155)	2023 / зима	48,11	ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,05	0	0,4	0,11	48,23	48,23	48,23	48,23	48,23	48,23
3	ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	2022 / зима	13,74	ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,27	0	0,4	0,03	13,77	13,77	13,77	13,77	13,77	13,77
4	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	2023 / зима	41,44	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	ТУ для ТП менее 670 кВт (73 шт.)			2024	3,41	0	0,4–10	0,34	43,33	43,33	43,33	43,33	43,33	43,33
				ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ для ТП менее 670 кВт (48 шт.)			2024	0,63	0	0,4–10	0,06						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2025	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Красноборская (ПС 606)	ТУ для ТП менее 670 кВт (209 шт.)			2024	4,08	0	0,4	0,41						

№ п/п	Наименование ПС 35 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Красноборская (ПС 606)	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,01	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603)	ТУ для ТП менее 670 кВт (176 шт.)			2024	8,19	0	0,4–10	0,82						
				ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603)	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2025	0,04	0	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Орехово- тяговая	ТУ для ТП менее 670 кВт (24 шт.)			2024	0,56	0	0,4–10	0,06						

### ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628).

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 7,83 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 18,37 %.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], по которым для силовых масляных трансформаторов 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления и составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,58 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,83 + 0,58 + 0 - 0 = 8,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 27,14 % (без ТП превышение до 18,37 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) расчетный объем ГАО составит 1,80 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,41 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.

### ПС 35 кВ Токсово (ПС 601).

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 13,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 81,79 % от  $S_{\text{дн}}$ .

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], по которым для силовых масляных трансформаторов 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления и составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 0,27 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,74 + 0,03 + 0 - 0 = 13,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Токсово (ПС 601), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 81,96 % от  $S_{\text{длн}}$ .

С учетом вышеизложенного необходимость реализации мероприятий по увеличению трансформаторной мощности ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) отсутствует.

ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155).

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 48,11 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 5,36 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,2 °С и нормальном износе изоляции составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,11 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 48,11 + 0,11 + 0 - 0 = 48,22 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 5,59 % (без ТП превышение до 5,36 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) расчетный объем ГАО составит 2,55 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 48,22 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.

#### ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43).

Анализ центра питания приведен в 2.2.1.1.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2023 года в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Лехтуси – Новотоксово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-1) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Девяткино – Токсово с отпайкой на ПС Токсово-тяговая (Девяткинская-1) превышает ДДТН (349,6 А при ТНВ +1,2 °С, ограничивающий элемент – провод ВЛ) на величину до 1,4 % и составляет 355 А, что не превышает АДТН (397,9 А при ТНВ +1,2 °С, ограничивающий элемент – провод ВЛ) и составляет 89,1 % от АДТН; токовая нагрузка КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (Девяткинская-2) не превышает ДДТН и АДТН (436,7 А и 498,2 А соответственно при ТНВ +1,2 °С, ограничивающий элемент – ошиновка, провод КЛ) и составляет 91,1 % и 79,9 % от ДДТН и АДТН соответственно – 398 А.

В ПАР отключения КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) токовая нагрузка В 35 кВ трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) превышает ДДТН при ТНВ +1,2 °С и составляет 384 А. По данным ПАО «Россети Ленэнерго» собственником ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) введена уставка 275 А на В 35 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2, действующая на отключение нагрузки 35 кВ.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания по информации филиала ПАО «Россети Ленэнерго» отсутствует.

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей района предложены варианты развития сетей на напряжении 110 и 35 кВ.

#### Вариант № 1.

Строительство новой ПС 110/35/10 кВ Лайдака с трансформаторами 2×16 МВА в районе ПС 35 кВ Новотоксово, с переводом нагрузки и последующим демонтажем ПС 35 кВ Новотоксово и ВЛ 35 кВ Лехтуси – Новотоксово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-1).

ПС 110 кВ Лайдака предполагается присоединить заходами вновь сооружаемой КВЛ 110 кВ Парнас – ответвление к ВЛ 110 кВ Гарболовская-3 ориентировочной протяженностью 32 км. От РУ 35 кВ ПС 110 кВ Лайдака предусматривается построить заход ВЛ 35 кВ до ВЛ 35 кВ Кавголовская-2. Таким образом, ПС 110 кВ Лайдака станет второй опорной ПС для питания ПС 35 кВ Токсово (ПС 601), ПС 35 кВ Токсово-тяговая и ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50).

Схема присоединения новой ПС 110 кВ Лайдака представлена на рисунке 11.

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2030 года при ТНВ -25 °С в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Токсово – Лайдака (ВЛ 35 кВ Кавголовская-2) или КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) с учетом договоров на ТП параметры режима не выходят из области допустимых значений.



увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) отсутствует.

Вариант № 2.

Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголольская-3) до ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) ориентировочной протяженностью 7,5 км, реконструкция ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) с установкой двух выключателей 35 кВ.

На рисунке 12 представлена схема реконструкции сети 35 кВ рассматриваемого энергорайона.

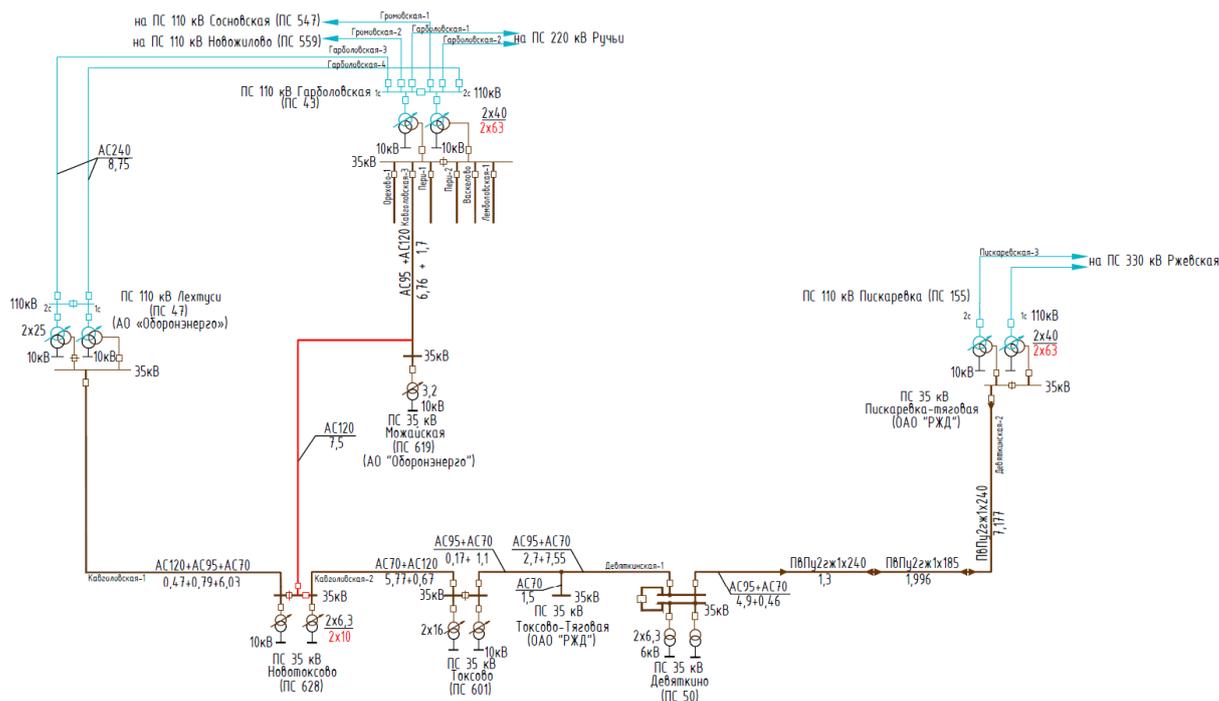


Рисунок 12 – Схема развития сети 35–110 кВ по варианту № 2

По варианту № 2 на питание от ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) в нормальной схеме предусматривается перевести трансформатор Т-2 ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) и трансформатор Т-1 ПС 35 кВ Токсово (ПС 601).

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2030 года при ТНВ -25 °С в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Лехтуси – Новотоксово (ВЛ 35 кВ Кавголольская-1) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголольская-3) не превышает ДДТН (400 А) и составляет 275 А.

В ПАР отключения КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголольская-3) превышает АДТН и ДДТН (400 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ) и составляет 409 А. Необходима замена ТТ на ВЛ 35 кВ Кавголольская-3 на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43). В ПАР отключения КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Новотоксово – Токсово (ВЛ 35 кВ Кавголольская-2) не превышает ДДТН ВЛ 35 кВ Кавголольская-2 (406 А при ТНВ -25 °С) и составляет 302 А.

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголольская-3) токовые нагрузки КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ

Девяткинская-2) и ВЛ 35 кВ Девяткино – Токсово с отпайкой на ПС Токсово-тяговая (ВЛ 35 кВ Девяткинская-1) не превышают ДДТН КВЛ 35 кВ Девяткинская-2 (441 А) и ДДТН ВЛ 35 кВ Девяткинская-1 (406 А) при ТНВ -25 °С и составляют 402 А и 353 А соответственно. Загрузка Т-2 ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) при этом превышает  $S_{дн}$  (48 МВА (коэффициент перегрузки при нормальном режиме нагрузки 1,2 при ТНВ -25 °С)) на величину до 1,45 % и составляет 48,69 МВА.

Для снижения загрузки трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) рассмотрен перевод питания трансформатора Т-2 ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) от ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47). Загрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) в этом случае не превышает  $S_{дн}$  (48 МВА (коэффициент перегрузки при нормальном режиме нагрузки 1,2 при ТНВ -25 °С)) и составляет 86,16 % от  $S_{дн}$  – 41,36 МВА, токовая нагрузка В 35 кВ трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) составит 151 А. Необходимость реализации мероприятий по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) отсутствует.

В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{дн}$  (48 (50) МВА (коэффициент перегрузки при нормальном режиме нагрузки (с повышенным износом изоляции) составляет 1,2 (1,25) при ТНВ -25 °С)) на величину до 30,49 % (25,27 %) и составляет 62,64 МВА, что не превышает  $S_{адн}$  (72 МВА (коэффициент аварийной перегрузки 1,8 при продолжительности 20 мин при ТНВ -25 °С)) и составляет 87 % от  $S_{адн}$ .

Для снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) рассмотрен перевод питания трансформатора Т-1 ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) от ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155). Нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) превышает  $S_{дн}$  (48 (50) МВА (коэффициент перегрузки при нормальном режиме нагрузки (с повышенным износом изоляции) составляет 1,2 (1,25) при ТНВ -25 °С)) на величину до 14,83 % (10,24 %) и составляет 55,12 МВА, что не превышает  $S_{адн}$  (72 МВА (коэффициент аварийной перегрузки 1,8 при продолжительности 20 мин при ТНВ -25 °С)) и составляет 76,56 % от  $S_{адн}$ . Загрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) при этом не превышает длительно допустимую нагрузку трансформатора при ТНВ -25 °С и составляет 41,36 МВА.

Возможность перевода нагрузки с ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) по сети 10–35 кВ на другие центры питания до данным ПАО «Россети Ленэнерго» отсутствует. Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

В таблице 23 приведен перечень мероприятий, необходимых для реализации вариантов развития сети.

Таблица 23 – Перечень мероприятий по вариантам развития сети

№ п/п	Вариант развития сети на напряжении 110 кВ	Вариант развития сети на напряжении 35 кВ
1	Замена трансформаторов ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) (2×63 МВА)	Замена трансформаторов ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) (2×63 МВА)
2	Строительство ПС 110/35/10 кВ Лайдака (2×16 МВА, 3 В 110 кВ)	Реконструкция ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) (2×10 МВА, 2 В 35 кВ)
3	Строительство ВЛ 110 кВ Парнас – Лайдака (1×23,5 км)	Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) до ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) (1×7,5 км, АС-120)
4	Строительство ВЛ 110 кВ Лайдака – отв. КВЛ 110 кВ Гарболовская-3 (1×7,5 км, АС-240)	Замена ТТ на ВЛ 35 кВ Кавголовская-3 на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) на ТТ номинальным током 600 А
5	Кабельная вставка ВЛ 110 кВ Парнас – Лайдака (3×1 км, 800 мм <sup>2</sup> )	–
6	Строительство захода от РУ 35 кВ ПС 110 кВ Лайдака до ВЛ 35 кВ Кавголовская-2 (1×0,1 км, АС-120)	–
7	Демонтаж ВЛ и ПС 35 кВ Новотоксово	–

По результатам ТЭО, приведенным в 5.2, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 3248,25 млн руб. (без НДС), по варианту № 2 – 1073,11 млн руб. (без НДС). Наиболее экономичным вариантом является вариант № 2.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию 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, реконструкцию ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) с установкой двух выключателей 35 кВ, замену на ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×6,3 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2×10 МВА каждый, строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) до ПС 35 кВ Новотоксово ориентировочной протяженностью 7,5 км и замену ТТ на ВЛ 35 кВ Кавголовская-3 на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43).

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

#### Строительство заходов ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Менделеевская.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Иные технические решения.

Перечень технических решений по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Технические решения по усилению электрической сети в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 15,951 км и 16,124 км	15,951 км 16,124 км	2024	ПАО «Россети»
2	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 34,202 км	34,202 км	2024	ПАО «Россети»

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

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

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

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

В таблице 25 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Ленинградской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 25 – 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	2028с поэтапным набором мощности до 2030 года	ПС 330 кВ Нарва
2	ООО «РусХимАльянс»		0,0	362,0	330	2027 с поэтапным набором мощности до 2029 года	ПС 330 кВ Нарва
3	Приморский универсально-перегрузочный комплекс	ООО «Приморский УПК»	0,0	140,0	110	2025	ПС 110 кВ Приморский УПК
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 20 МВт							
4	Многоквартирные дома, детские образовательные организации и школы	АО «СевНИИГиМ»	34,5	41,5	0,4 10	2024	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 175)
5			0,0	47,0	0,4	2024 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	2024	ПС 110 кВ Аммиачная

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
7	Промышленный комплекс по производству металлоконструкций	ООО «Севзапстройинвест»	0,0	49,0	10	2024	ПС 110 кВ Лесное
8	Комплекс жилых домов	ООО «УК «Фондовый дом» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Сити Девелопмент»	0,0	44,0	10	2024 2025	ПС 110 кВ Ковалёвская
9	Жилая застройка	ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО», ООО «ЛСР. Энерго»	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	2024	ПС 330 кВ Кингисеппская Нарвская ГЭС (ГЭС-13)
11	Производственные цеха	ООО «ТТВ»	0,0	39,6	6/10	2024 2026	ПС 330 кВ Гатчинская; ПС 110 кВ Императорская
12	Индустриальный парк «Кола»	ООО «Теллус-Консалтинг»	4,0	36,0	10	2024	ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137) ПС 110 кВ 335А
13	Комплексное многоэтажное строительство	ООО «СЗ «Лаголово», ООО «Специализированный застройщик «Лаголово-1», ООО «Специализированный застройщик «Самолет Северо-Запад»	0,0	35,0	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Красное Село (ПС 154) ПС 110 кВ КЭ ЦБЗ (ПС 514)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
14	Производство и перевалка метанола	ООО «Балтийский метанол»	0,0	33	110	2027	ПС 110 кВ Лужская-тяговая
15	Жилые дома	ООО «Перспектива Девелопмент»	0,0	30,5	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2030	ПС 110 кВ Покровская (Новосаратовка-2)
16	Универсальный торговый терминал	ООО «Новотранс Актив»	4,0	22,0	10	2024 2025	ПС 110 кВ Вистино (ПС 292)
17	Жилой комплекс	ООО «СЗ «Самолет-Новосаратовка»	0,0	20,6	0,4	2025 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 110 кВ Красный Октябрь (г. Санкт-Петербург)

### 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 2025–2030 годов представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	52038	52645	53510	54307	55464	56625	58883
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	607	865	797	1157	1161	2258
Годовой темп прироста, %	–	1,17	1,64	1,49	2,13	2,09	3,99
<i>Ленинградская область</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	24941	25560	25903	26261	26794	27848	29855
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	619	343	358	533	1054	2007
Годовой темп прироста, %	–	2,48	1,34	1,38	2,03	3,93	7,21
Доля потребления электрической энергии Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	47,9	48,6	48,4	48,4	48,3	49,2	50,7

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

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

Потребление электрической энергии по территории Ленинградской области прогнозируется на уровне 29855 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,45 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Ленинградской области прогнозируется в 2030 году и составит 2007 млн кВт·ч или 7,21 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 343 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 25.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Ленинградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 13.

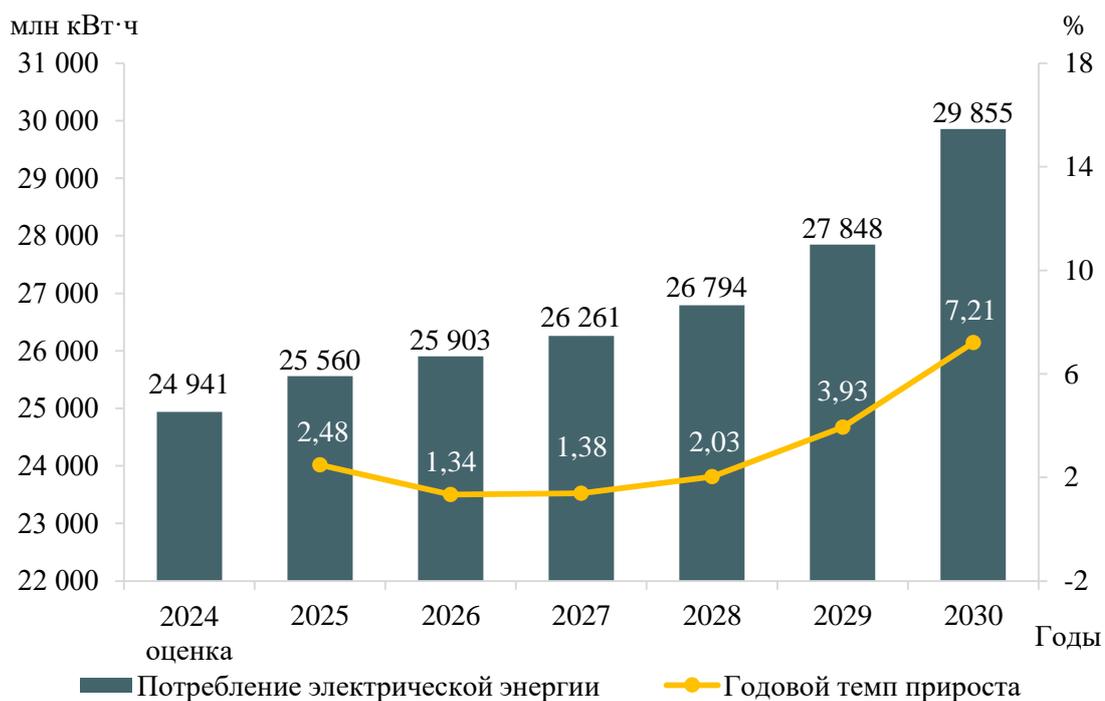


Рисунок 13 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Ленинградской области и годовые темпы прироста

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

- вводом новых потребителей химического и газоперерабатывающего производств;
- развитием действующих промышленных потребителей;
- увеличением объемов жилищного строительства и ростом потребления населением.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	8333	8547	8621	8660	8904	9121	9266
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	214	74	39	244	217	145
Годовой темп прироста, %	–	2,57	0,87	0,45	2,82	2,44	1,59
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6245	6159	6207	6271	6229	6208	6355
<i>Ленинградская область</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	4036	4120	4155	4163	4327	4529	4659
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	84	35	8	164	202	130
Годовой темп прироста, %	–	2,08	0,85	0,19	3,94	4,67	2,87
Доля потребления мощности Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	48,4	48,2	48,2	48,1	48,6	49,7	50,3
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6180	6204	6234	6308	6192	6149	6408

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

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

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

Потребление мощности Ленинградской области к 2030 году прогнозируется на уровне 4659 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 3,02 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 202 МВт или 4,67 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году и составит 8 МВт или 0,19 %.

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 2030 году увеличится до 6408 ч/год против 6204 ч/год в 2025 году.

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 14.



Рисунок 14 – Прогноз потребления мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2025–2030 годов составляют 2000 МВт. На атомных электростанциях планируется вывести из эксплуатации энергоблоки №3, 4 установленной мощностью 1000 МВт каждый на Ленинградской АЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	–	–	–	2000	2000
АЭС	–	–	–	–	–	–	2000	2000

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 1150 МВт на АЭС. Планируется ввод в эксплуатацию 7 блока на Ленинградской АЭС-2.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	–	–	–	–	1150	1150
АЭС	–	–	–	–	–	–	1150	1150

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 5 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 2030 году составит 7805 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, по сравнению с отчетным годом доля АЭС снизится с 50,65 % в 2023 году до 45,17 % в 2030 году, доля ТЭС возрастет с 41,16 % до 45,76 %, доля ГЭС возрастет с 8,19 % до 9,07 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, представлена в таблице 30. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, представлена на рисунке 15.

Таблица 30 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	8650,0	8650,0	8655,0	8655,0	8655,0	8655,0	7805,0
АЭС	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	3525,8
ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
ТЭС	3566,4	3566,4	3571,4	3571,4	3571,4	3571,4	3571,4

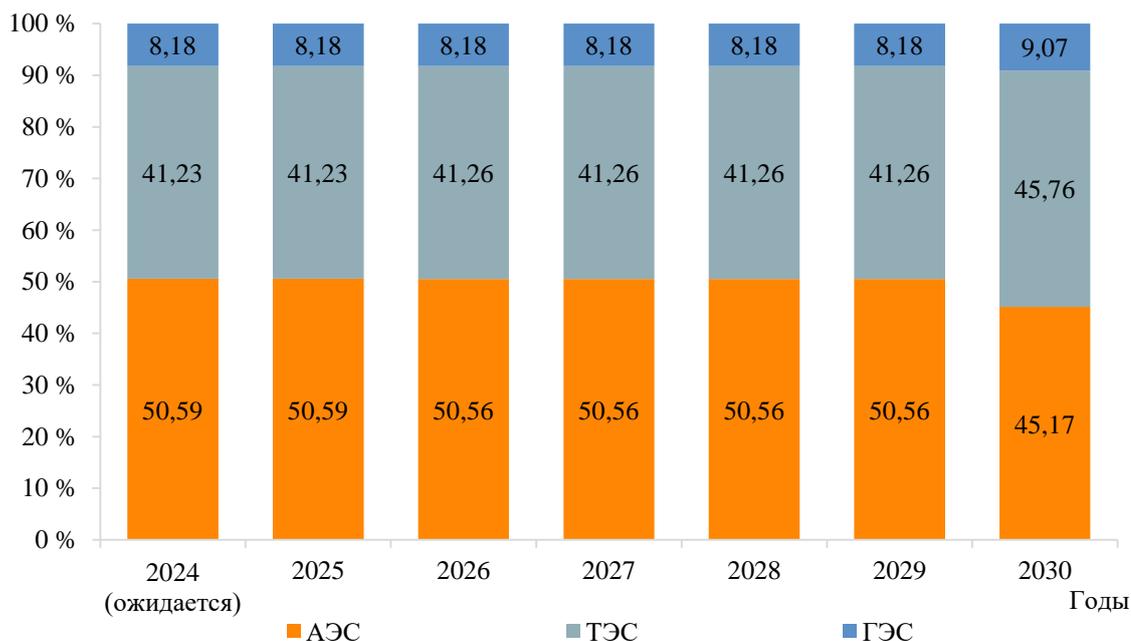


Рисунок 15 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области

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 перемаркировки) приведен в приложении А.

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

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории 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 31 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 31 – 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	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 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»	ООО «БХК»	–	433
2	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 15,951 км и 16,124 км	ПАО «Россети»	330	км	15,951 16,124	–	–	–	–	–	–	–	32,075				
3	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 34,202 км	ПАО «Россети»	330	км	34,202	–	–	–	–	–	–	–	34,202				
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 «РусХимАльянс»)	110	км	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
9	Строительство РП 110 кВ ГПК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «РусХимАльянс»)	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 потребителя ООО «Приморский УПК»	ООО «Приморский УПК»	–	140

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
11	Строительство ПС 110 кВ 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	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40		Администрация МО «Приморское городское поселение»	–	3 4 3
12	Строительство двух ВЛ 110 кВ Выборгская – Приморский УПК ориентировочной протяженностью 47,5 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×47,5	–	–	–	–	–	–	–	95				
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 потребителя 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», ОАО «СКБ ИС»	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Перспектива Девелопмент», ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2», ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1», ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт», ОАО «СКБ ИС»	ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1»	–	4,548 0,6
															ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	–	6,363
															ОАО «СКБ ИС»	–	0,976
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	36
															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 потребителя ООО «УК «Фондовый ДОМ»	ООО «УК «Фондовый ДОМ»	–	44

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
18	Строительство двух КЛ 110 кВ Слобода – Ковалевская ориентировочной протяженностью 10,3 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×10,3	–	–	–	–	–	–	–	20,6			
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 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)	ООО «Максима»	–	2,86534 2,20766 4,5161 2,37451
														ООО «СЗ «Графстрой»	–	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)	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 «Специализированный застройщик «НоваГрад»	–	2,19567 2,05556 1,491 1,24362
														ООО «СЗ «Петрострой-Мурино»	–	4,24629
22	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)	ООО «СЗ «Самолет-Лаврики»	–	3,74922 3,11526 4,19401
														ООО «Вектор Недвижимость»	–	1,3193 0,9759 1,5551 1,1772
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	ООО «Балтика Инвест», ООО «Кудрово-Град», ООО «Олгон-Девелопмент», ООО «ПРОМ ЛЭНД», ООО «Теллус-Консалтинг»	–	4,95
														ООО «Кудрово-Град»	–	4,999
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»	–	8,5 17
														ООО «ПРОМ ЛЭНД»	–	4,7 4,91
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 «Теллус-Консалтинг»	–	26
														ОАО «Рыбообрабатывающий комбинат № 1»	–	4
26	Строительство ПС 110 кВ Императорская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	ООО «Селект Энерджи»	–	4,999
														ООО «ТТВ»	0,4	39,6
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», ООО «ТТВ»	–	4,999
														ООО «ТТВ»	0,4	39,6

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
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
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
														ООО «Петербургская финансовая компания»	–	3,04
														ООО «РАС»	–	3,6
														ООО «Специализированный Застройщик «МЗ»	–	4,76
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 потребителя 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 потребителя ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО»	ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО»	–	21 <sup>1)</sup>
32	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,517 км и 3,291 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,517 3,291	–	–	–	–	–	–	6,808	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СевНИИГиМ»	АО «СевНИИГиМ»	–	76 47
33	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,458 км и 3,332 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,458 3,332	–	–	–	–	–	6,79					
34	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,533 км и 0,548 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,533 0,548	–	–	–	–	–	1,081					
35	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,584 км и 0,459 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,584 0,459	–	–	–	–	–	1,043					
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 потребителя ООО «БалтИнвестГрупп»	ООО «БалтИнвестГрупп»	–	15,75
37	Строительство двух КЛ 110 кВ Парнас – Лесной ручей	ОАО «ОЭК»	110	км	x	–	–	–	–	–	–	x				
38	Строительство новой ПС 110 кВ с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Балтийский метанол»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Балтийский метанол»	ООО «Балтийский метанол»	–	33
39	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Лужская-тяговая – новая ПС 110 кВ	ООО «Балтийский метанол»	110	км	–	x	–	–	–	–	–	x				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
40	Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная – Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6) ориентировочной протяженностью 4,4 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	–	–	4,4	–	–	–	4,4	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Всеволожск», ООО «Специализированный застройщик «М11», ООО «ОРИЕНТИР ЛО»	ООО «Специализированный застройщик «Всеволожск»	–	14,036
														ООО «Специализированный застройщик «М11»	–	6,35
														ООО «ОРИЕНТИР ЛО»	–	5,5
41	Реконструкция ПС 110 кВ Вистино (ПС 292) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ультрамар»	ООО «Ультрамар»	–	13
42	Реконструкция ПС 110 кВ Мельничный ручей (ПС 403) с заменой трансформатора Т-1 110 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Всеволожское земельное общество-153»	ООО «Всеволожское земельное общество-153»	–	2,5
43	Реконструкция ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ДРИФТ РЕЙСИНГ ПАРК», ООО «Специализированный застройщик Охта»	ООО «ДРИФТ РЕЙСИНГ ПАРК»	–	1,95
														ООО «Специализированный застройщик Охта»	–	2,07
44	Реконструкция ПС 110 кВ Верево (ПС 402) с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД» (ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ»)	ОАО «РЖД» (ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ»)	16,569	8,148

Примечание – <sup>1)</sup> ООО «Специализированный застройщик «ЛСР.ЛО» включен в перечень планируемых к вводу потребителей на территории г. Санкт-Петербурга, учтенных в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 15,951 км и 16,124 км	ПАО «Россети»	330	км	15,951 16,124	–	–	–	–	–	–	32,075	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 34,202 км	ПАО «Россети»	330	км	34,202	–	–	–	–	–	–	34,202	
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,517 км и 3,291 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,517 3,291	–	–	–	–	–	–	6,808	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СевНИИГиМ»
4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,458 км и 3,332 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,458 3,332	–	–	–	–	–	–	6,79	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СевНИИГиМ»
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,533 км и 0,548 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,533 0,548	–	–	–	–	–	–	1,081	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СевНИИГиМ»
6	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,584 км и 0,459 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,584 0,459	–	–	–	–	–	–	1,043	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя 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 обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
1	Реконструкция ПС 110 кВ 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. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций (с учетом 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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Батово (ПС 142) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
5	Реконструкция ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 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
6	Реконструкция ПС 110 кВ Волхов (ПС 393) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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
7	Реконструкция ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345) с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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
8	Реконструкция ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
9	Реконструкция ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
10	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
11	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
12	Строительство отпайек 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 Роцинская-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

#### **4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют**

В таблице 34 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [4], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [5], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 34 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030			
1	Строительство КВЛ 330 кВ Блок 7 – ОРУ 330 кВ Ленинградской АЭС ориентировочной протяженностью 3,2 км	330	км	–	–	–	–	–	–	3,2	3,2	Ленинградская АЭС-2	АО «Концерн Росэнерго-атом»	1150

## 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 [6].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2024 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [6], 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 № 131 [7]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2024 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [8], п. 381, (таблица 35).

Таблица 35 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2023	2024
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	109,1

## **5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы**

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2047 годов, включающий в себя годы строительства и 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]):

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 36 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1									
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	–	–	–	110	1×25	–	–	–	174,98
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с установкой выключателя 110 кВ в ячейке Т-1	–	–	–	110	–	–	1	–	79,44
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,33
Реконструкция ПС 35 кВ Борницы (ПС Бр) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гатчинская-7 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,33
Итого по варианту № 1									269,08
Вариант № 2									
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	–	–	–	110	1×16	–	–	–	151,86
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с установкой выключателя 110 кВ в ячейке Т-1 и выключателя 110 кВ в ячейке Т-2	–	–	–	110	–	–	2	–	158,90
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,33
Реконструкция ПС 35 кВ Борницы (ПС Бр) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гатчинская-7 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,33
Итого по варианту № 2									325,42

Таблица 37 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	269,08	325,42
То же в %	100 %	121 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	290,19	379,16
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	370,74	460,46
То же в %	100 %	124 %

Таблица 38 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	269,08	84,81	84,81	99,47	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	269,08	84,81	84,81	99,47	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	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 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	290,19	0,00	0,00	0,00	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	
в том числе:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	290,19	0,00	0,00	0,00	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	559,27	84,81	84,81	99,47	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	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	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	370,74	84,81	78,52	85,28	11,52	10,66	9,87	9,14	8,47	7,84	7,26	6,72	6,22	5,76	5,34	4,94	4,57	4,24	3,92	3,63	3,36	3,11	2,88	2,67	

Таблица 39 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	325,42	103,59	103,59	118,25	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	325,42	103,59	103,59	118,25	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	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 %	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>	379,16	0,00	0,00	0,00	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96
в том числе:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	379,16	0,00	0,00	0,00	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	704,58	103,59	103,59	118,25	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	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	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	460,46	103,59	95,91	101,38	15,05	13,93	12,90	11,95	11,06	10,24	9,48	8,78	8,13	7,53	6,97	6,45	5,98	5,53	5,12	4,74	4,39	4,07	3,77	3,49	3,49

Как видно из таблицы 37, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

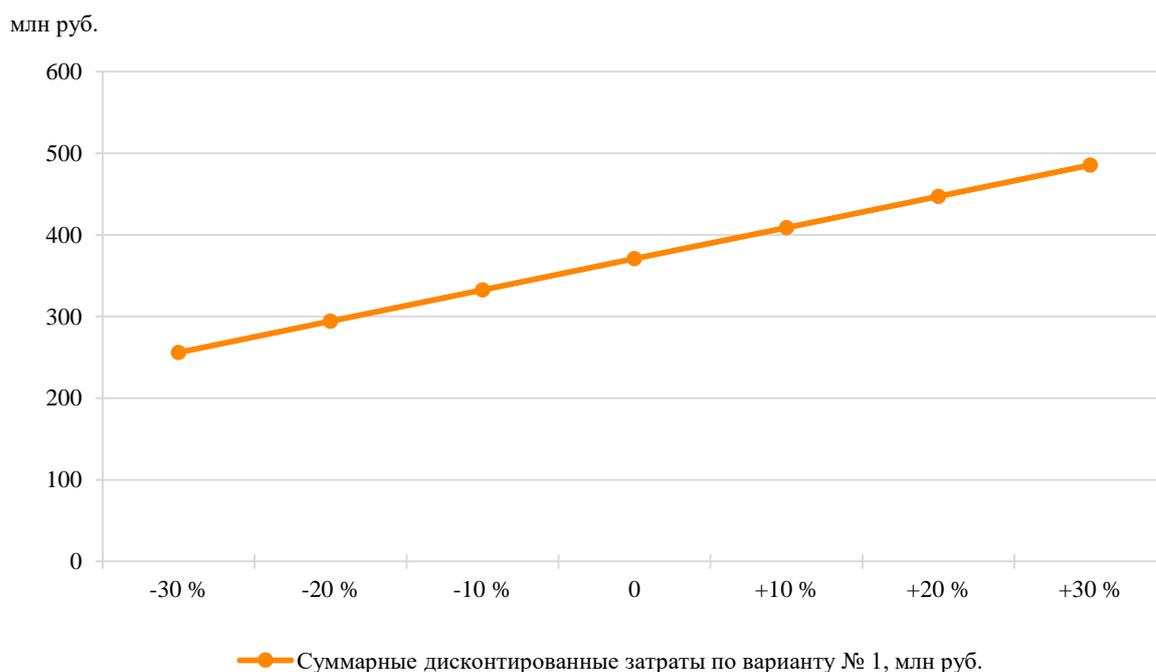
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

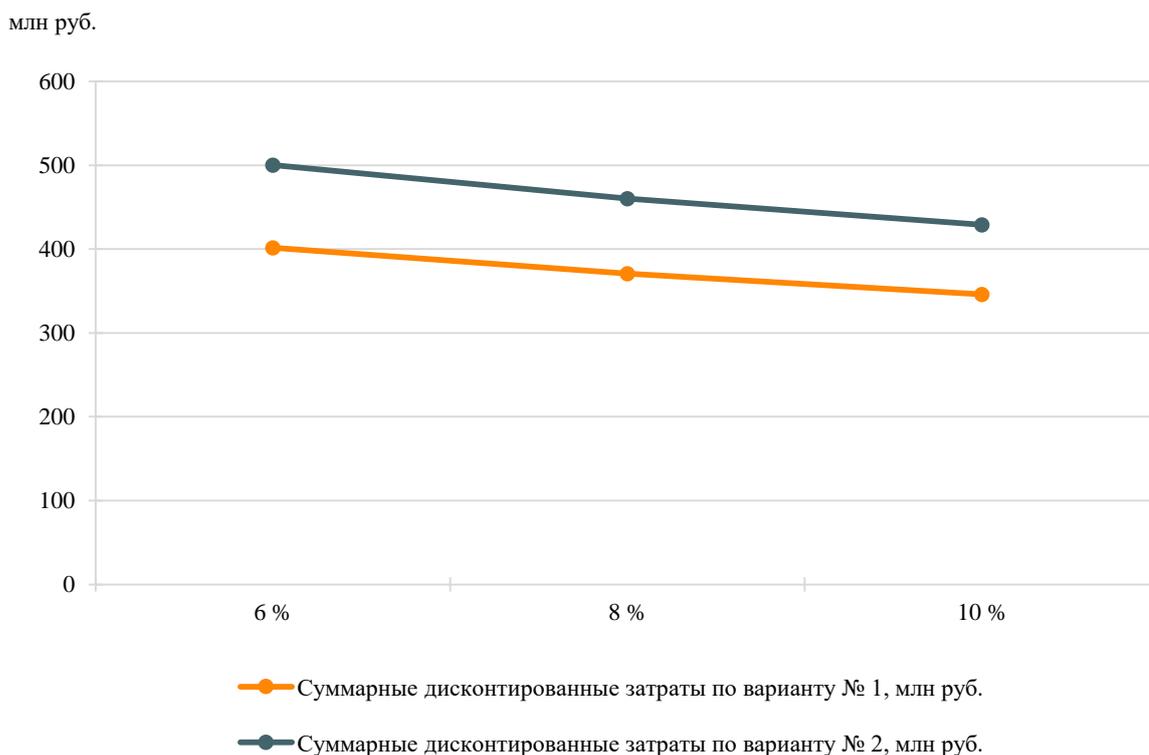
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 16.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	256	294	333	371	409	447	485

Рисунок 16 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 17.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	401	371	346
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	500	460	429

Рисунок 17 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 20 % вариант № 1 и вариант № 2 становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант № 2 становится более экономичным, чем вариант № 1;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 25 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 24 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 по реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 20 %.

## **5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов по строительству ПС 110 кВ Лайдака**

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2042 годов, включающий в себя годы строительства и 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 %;
- кабельные линии электропередачи – 2,5 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 40 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по строительству ПС 110 кВ Лайдака

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (развитие сети 110 кВ)									
Строительство ПС 110 кВ Лайдака с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×16	ОРУ 110-3Н / 3	ОРУ 35-9 / 3	ЗРУ 10 / 10	1404,65
Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Гарболовская – Лехтуси до ПС 110 кВ Лайдака ориентировочной протяженностью 7,5 км	110	1×1×7,5	АС-240	–	–	–	–	–	159,06
Строительство КВЛ 110 кВ Парнас – Лайдака ориентировочной протяженностью 23,5 км	110	1×1×23,5	АС-240 (22,5 км); АПвПу2г 1×630 (1 км)	–	–	–	–	–	646,70
Строительство захода ВЛ 35 кВ Кавголовская-2 на ПС 110 кВ Лайдака ориентировочной протяженностью 0,1 км	35	1×1×0,1	АС-120	–	–	–	–	–	1,48
Реконструкция ПС 330 кВ Парнас с установкой одной ячейки 110 кВ	–	–	–	110	–	1	–	–	81,63
Демонтаж ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	–	–	–	35/10	2×6,3	–	ОРУ 35-5АН / 3	ЗРУ 10 / 14	91,32
Демонтаж ВЛ 35 кВ Лехтуси – Новотоксово протяженностью 7,29 км	35	1×1×7,29	АС-120 (0,47 км); АС-95 (0,79 км); АС-70 (6,03 км)	–	–	–	–	–	24,01
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	–	–	–	110	2×63	–	–	–	450,76
<b>Итого по варианту № 1</b>									<b>2859,61</b>
Вариант № 2 (развитие сети 35 кВ)									
Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская до ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) ориентировочной протяженностью 7,5 км	35	1×1×7,5	АС-120	–	–	–	–	–	118,20
Реконструкция ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) с установкой двух ячеек 35 кВ	–	–	–	35	–	–	2	–	107,76
Реконструкция ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	–	–	–	35	2×10	–	–	–	161,79
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	–	–	–	110	2×63	–	–	–	450,76
Реконструкция ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,33
<b>Итого по варианту № 2</b>									<b>845,84</b>

Таблица 41 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	2859,61	845,84
<i>То же в %</i>	<i>338 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	1597,63	610,42
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	3248,25	1073,11
<i>То же в %</i>	<i>338 %</i>	<i>100 %</i>

Таблица 42 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 строительства ПС 110 кВ Лайдака в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	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>	2859,61	371,96	790,77	790,77	906,10	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	748,05	0,00	241,35	241,35	265,36	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
КЛ	83,20	20,80	20,80	20,80	20,80	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 до 110 кВ	2028,36	351,16	528,63	528,63	619,95	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 %
КЛ	–	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	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>	1597,63	0,00	0,00	0,00	0,00	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12
в том числе:																			
ВЛ	81,09	0,00	0,00	0,00	0,00	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79
КЛ	29,12	0,00	0,00	0,00	0,00	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	1568,51	0,00	0,00	0,00	0,00	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04	112,04
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	4457,24	371,96	790,77	790,77	906,10	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12	114,12
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	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>	3248,25	371,96	732,20	677,96	719,29	83,88	77,67	71,91	66,59	61,65	57,09	52,86	48,94	45,32	41,96	38,85	35,97	33,31	30,84

Таблица 43 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 строительства ПС 110 кВ Лайдака в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
	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>	<i>845,84</i>	189,65	324,43	331,76	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	118,20	39,40	39,40	39,40	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 до 110 кВ	727,64	150,25	285,03	292,36	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 до 110 кВ	–	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>	<i>610,42</i>	0,00	0,00	0,00	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69
в том числе:																			
ВЛ	14,18	0,00	0,00	0,00	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	596,23	0,00	0,00	0,00	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75	39,75
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>1456,26</i>	189,65	324,43	331,76	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69	40,69
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	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>	<i>1073,11</i>	189,65	300,40	284,43	32,30	29,91	27,70	25,64	23,74	21,99	20,36	18,85	17,45	16,16	14,96	13,85	12,83	11,88	11,00

Как видно из таблицы 41, наиболее экономичным вариантом по строительству ПС 110 кВ Лайдака является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

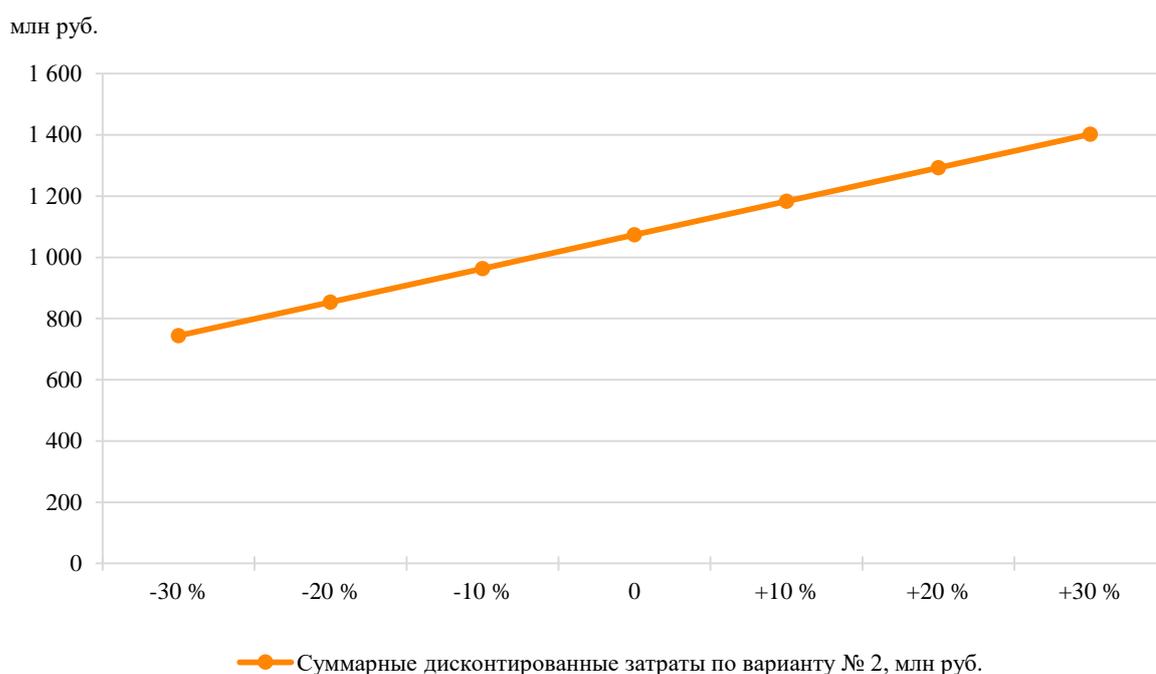
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

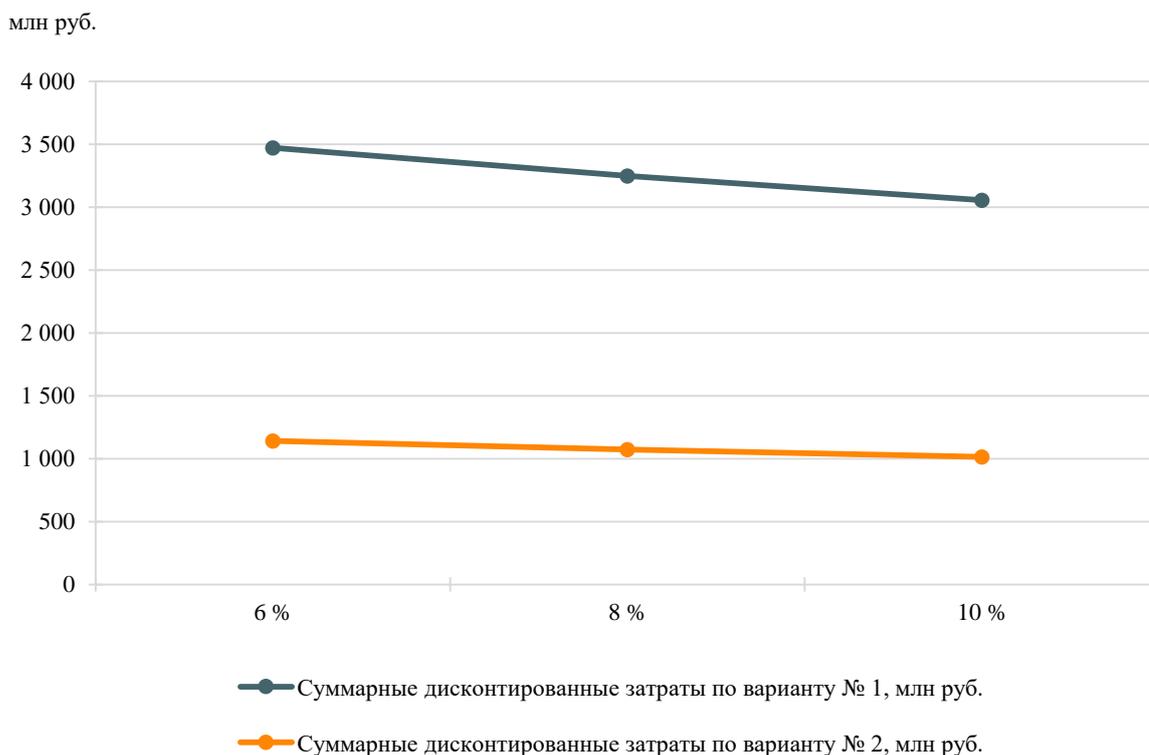
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 18.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	744	854	963	1073	1183	1292	1402

Рисунок 18 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 19.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	3473	3248	3057
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1143	1073	1015

Рисунок 19 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % вариант № 2 остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 132 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант №1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 204 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 201 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 по строительству ПС 110 кВ Лайдака сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

## 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) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [7]).

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ленинградской области по годам представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ленинградской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	5831	3622	1652	2870	–	–	–	13975

## **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 [10];
- 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 РФ № 1178 [11] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Ленинградской области осуществляют свою деятельность 11 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 – 16 % 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 «Россети»;

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

## **7.2 Исходные допущения**

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

– информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [12];

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [13].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

---

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

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год приказом Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 28.12.2023 № 565-п «Об

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

установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Ленинградской области и сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков на 2024 год» (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 Федерации<sup>3</sup>.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей 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).

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

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между

---

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

исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности), поставляемой прочим группам потребителей в соответствии с регуляторным соглашением (индексация со второго полугодия)	8,6 %	3,0 %	3,0 %	2,5 %	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	3,1 %	1,1 %	1,2 %	0,6 %	0,6 %	3,6 %

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

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

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

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

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта

инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ленинградской области представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ленинградской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	12245	15996	16921	14878	15020	15020
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	737	1377	2392	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	17366	26527	18355	18927	21260	21260

### 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 48 и на рисунке 20.

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 48 – 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	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	57,9	65,0	70,4	75,3	78,4	84,4
НВВ	млрд руб.	59,2	66,6	71,8	70,7	71,3	72,3
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,3	1,7	1,4	-4,6	-7,1	-12,1
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,76	4,17	4,47	4,75	4,92	5,12
Среднегодовой темп роста	%	–	111	107	106	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,84	4,28	4,56	4,46	4,47	4,38
Среднегодовой темп роста	%	–	111	107	98	100	98
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,08	0,11	0,09	-0,29	-0,45	-0,73

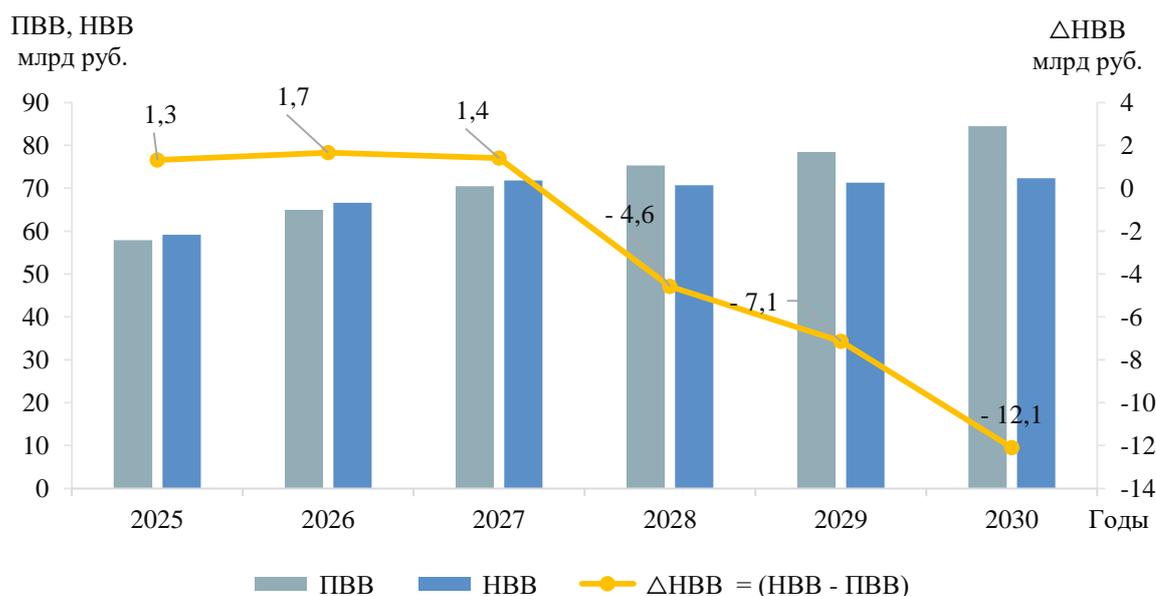


Рисунок 20 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ленинградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 48, 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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки в период 2025-2028 годов в сценарии 2 и на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 8,7–80,8 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 21.

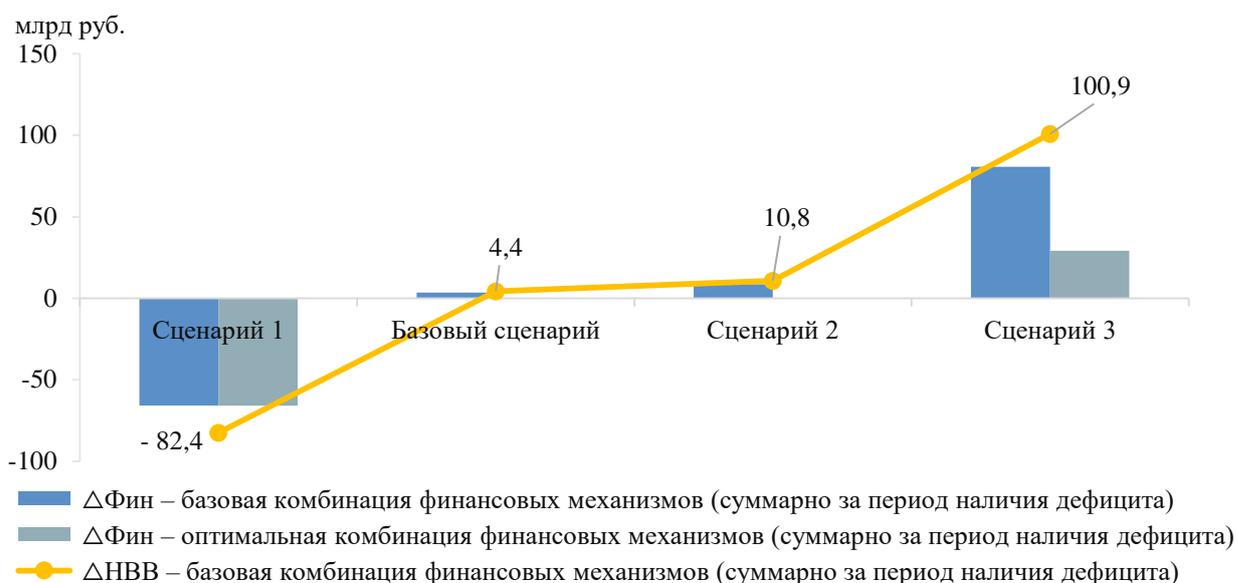


Рисунок 21 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Ленинградской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	3 %	52 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	43 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	29 %	20 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 21, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 49). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при увеличении объемов бюджетного финансирования 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 2030 году в объеме 29855 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,45 %.

Потребление мощности Ленинградской области к 2030 году увеличится и составит 4659 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,02 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Ленинградской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6149–6408 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2025–2030 годов составляют 2000 МВт на АЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 1150 МВт на АЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 5 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2030 году составит 7805 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 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 258,223 км, трансформаторной мощности 4328,5 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

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: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_433519/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/) (дата обращения: 29.11.2024).

4. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51030/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности

объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «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», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_383101/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/) (дата обращения: 29.11.2024).

6. 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: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28224/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/) (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

8. 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:

[https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_199581/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/) (дата обращения: 29.11.2024).

9. 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](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf) (дата обращения: 29.11.2024).

10. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

11. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

12. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.11.2024).

13. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					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 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	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	1,2	
		–	–		2,4	2,4	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	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	9,0	
		–	–		18,0	18,0	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	10,5	
		3	ПР6-35/15/5		3,0	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	8,4	
		5	P-8,4-35/5м		8,4	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	32,0	
		–	–		44,0	44,0	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	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	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, смолопродукты	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	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	30,0	
		3	ПР-12-90/15/7		12,0	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	12,0	
		5	ПР-12-90/15/7		12,0	12,0	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 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	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		Вывод из эксплуатации в 2030 г.	
		4	K-500-65/3000-2 (2 шт.)		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0		Вывод из эксплуатации в 2030 г.	
		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		
		7	ВВЭР-1200									1150,0	Ввод в эксплуатацию в 2030 г.	
		Установленная мощность, всего			–	–	–	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	3525,8
Киришская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, мазут										
		1	ПТ-60/70-130/7		50,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Модернизация 16.06.2024
		2	ПТ-65/75-130/13-1		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		3	ПТ-50-130/7		50,0	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	65,0	65,0	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	40,0	
		1	K-300-240-1		300,0	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	300,0	
		3	K-300-240-1		300,0	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	300,0	
		5	K-300-240-1		300,0	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	795,0	
		Установленная мощность, всего			–	–	–	2560,0	2570,0	2570,0	2575,0	2575,0	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 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	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	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»												
		1	SST-400	Пар от сернокислого производства	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		ГПУ-1	Caterpillar G3520H	Газ	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	
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	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 <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисепская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 15,951 км и 16,124 км <sup>3)</sup>	ПАО «Россети»	330	км	15,951 16,124	–	–	–	–	–	–	32,08	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	8 790,00	7 790,48
2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисепская – Нарва ориентировочной протяженностью 34,202 км <sup>3)</sup>	ПАО «Россети»	330	км	34,2	–	–	–	–	–	–	34,2	2024	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	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	2026	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	434,12	433,93
4	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	2026	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций (с учётом демонтажа ММПС). 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	369,86	362,04

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
5	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	624,93	624,93
6	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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	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	465,73	465,73
7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Батово (ПС 142) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	449,8	449,8

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
8	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 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	235,85	235,85
9	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волхов (ПС 393) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	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	365,82	365,82
10	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345) с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	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	365,82	365,82

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
11	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	449,8	449,8
12	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	295,23	295,23
13	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,517 км и 3,291 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,517 3,291	–	–	–	–	–	–	6,808	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	179,82	65,23

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
14	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,458 км и 3,332 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,458 3,332	–	–	–	–	–	–	6,79	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	179,43	65,09
15	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,533 км и 0,548 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,533 0,548	–	–	–	–	–	–	1,081	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	27,54	9,99
16	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,584 км и 0,459 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,584 0,459	–	–	–	–	–	–	1,043	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	26,71	9,69

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
17	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	–	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	2056,89	2056,89

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

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

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

3<sup>3)</sup> 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.