

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 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	18
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	18
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	18
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	41
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	116
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	116
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	116
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	116
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	117
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	118
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	118
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	122
3.3	Прогноз потребления мощности	123
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	125
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	128
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	128
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	128
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	134
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	136
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	140
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети ...	142
5.1	Исходные расчетные условия	142
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	144
5.3	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы	150
5.4	Технико-экономическое сравнение вариантов по строительству ПС 110 кВ Лайдака	156
5.5	Технико-экономическое сравнение вариантов по строительству ПС 110 кВ Семиозерье	163

6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	173
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	175
7.1	Основные подходы.....	175
7.2	Исходные допущения.....	176
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	179
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	181
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	182
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	185
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	186
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	189
	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.....	193

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	–	автоматический ввод резерва
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АПВ	–	автоматическое повторное включение
АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЧ	–	высокочастотный
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
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
МДН	–	минимально допустимое напряжение
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
ОГ	–	отключение генераторов
ОРУ	–	открытое распределительное устройство

ПАР	—	послеаварийный режим
ПВВ	—	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	—	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	—	(электрическая) подстанция
РАС	—	регистратор аварийных событий
РДУ	—	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РЗА	—	релейная защита и автоматика
РП	—	(электрический) распределительный пункт
РПН	—	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
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
СТО	—	стандарт организации
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
ТЭЦ	—	теплоэлектроцентраль
УВ	—	управляющее воздействие
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
$S_{\text{ддн}}$	—	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	—	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	—	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2026–2031 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 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 (2026–2031 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 2031 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 2031 года, в том числе рассмотрены:

- 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.;
- Финляндии: ВЛ 110 кВ – 1 шт.

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»	242,0
ООО «КИНЕФ»	192,8
НПАО «Светогорский ЦБК»	119,7
Более 50 МВт	
ООО «Пикалёвский глинозёмный завод» (ООО «ПГЛЗ»)	63,6
АО «Тихвинский вагоностроительный завод» (АО «ТВСЗ»)	52,9
Более 10 МВт	
ООО «Тихвинский Ферросплавный Завод» (ООО «ТФЗ»)	39,1
Волховский филиал АО «Апатит»	38,0
АО «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
Петербургский филиал АО «ЦЕМРОС»	26,5
АО «Пикалевский цемент»	26,1
ООО «Корпоративный центр ИКС 5»	25,5
ООО «Газпром СПГ Портовая»	23,2
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	20,0
ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга»	19,1

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 01.01.2025 составила 8650,0 МВт, в том числе: АЭС – 4375,8 МВт, ГЭС – 707,8 МВт, ТЭС – 3566,4 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 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	8640,0	–	–	+10,0	–	8650,0
АЭС	4375,8	–	–	–	–	4375,8
ГЭС	707,8	–	–	–	–	707,8
ТЭС	3556,4	–	–	+10,0	–	3566,4

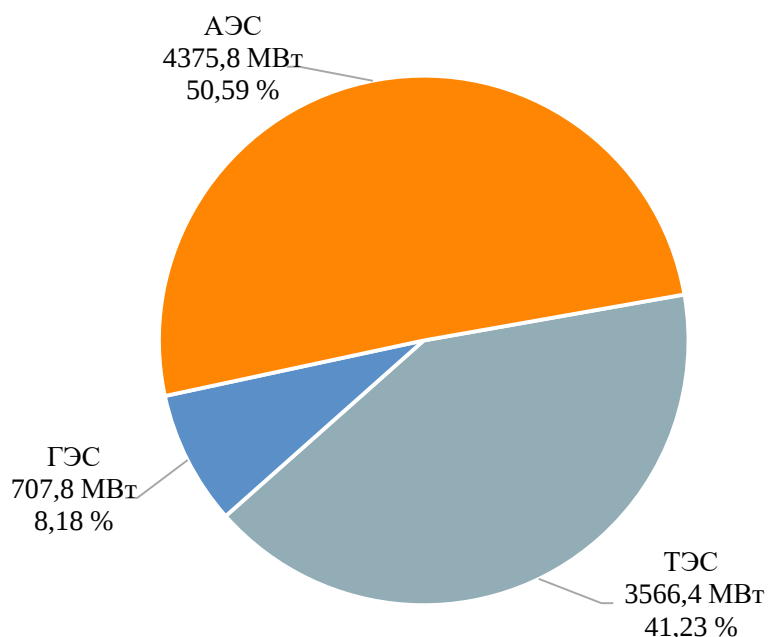


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, по состоянию на 01.01.2025

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 2024 году составило 43895,5 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 30287,8 млн кВт·ч, ГЭС – 3968,1 млн кВт·ч, ТЭС – 9639,6 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 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	39703,9	44928,0	43957,2	41211,8	43895,5
АЭС	27893,6	30916,9	31403,4	27833,1	30287,8
ГЭС	3646,6	3620,7	3385,7	3625,2	3968,1
ТЭС	8163,6	10390,3	9168,1	9753,5	9639,6

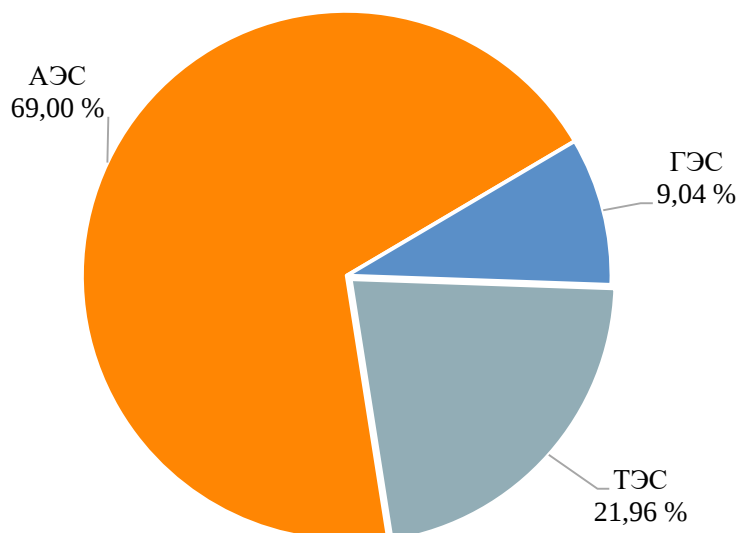


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2024 году

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	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	45252	49195	48974	49120	51313
Годовой темп прироста, %	-3,55	8,71	-0,45	0,30	4,46
Максимум потребления мощности, МВт	7080	8243	8004	8234	8333
Годовой темп прироста, %	-8,28	16,43	-2,90	2,87	1,20
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6392	5968	6119	5966	6158
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	11.12 17:00	10.12 17:00	12.01 12:00	08.12 17:00	05.01 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-5,3	-14,2	-14,5	-14,9	-22,5
<i>Ленинградская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	21421	23461	23555	23542	24687
Годовой темп прироста, %	-1,49	9,52	0,40	-0,06	4,86
Доля потребления электрической энергии Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	47,3	47,7	48,1	47,9	48,1
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	3249	3784	3659	3787	4036
Годовой темп прироста, %	-5,66	16,47	-3,30	3,50	6,58
Доля потребления мощности Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	45,9	45,9	45,7	46,0	48,4
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6593	6200	6438	6217	6117



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

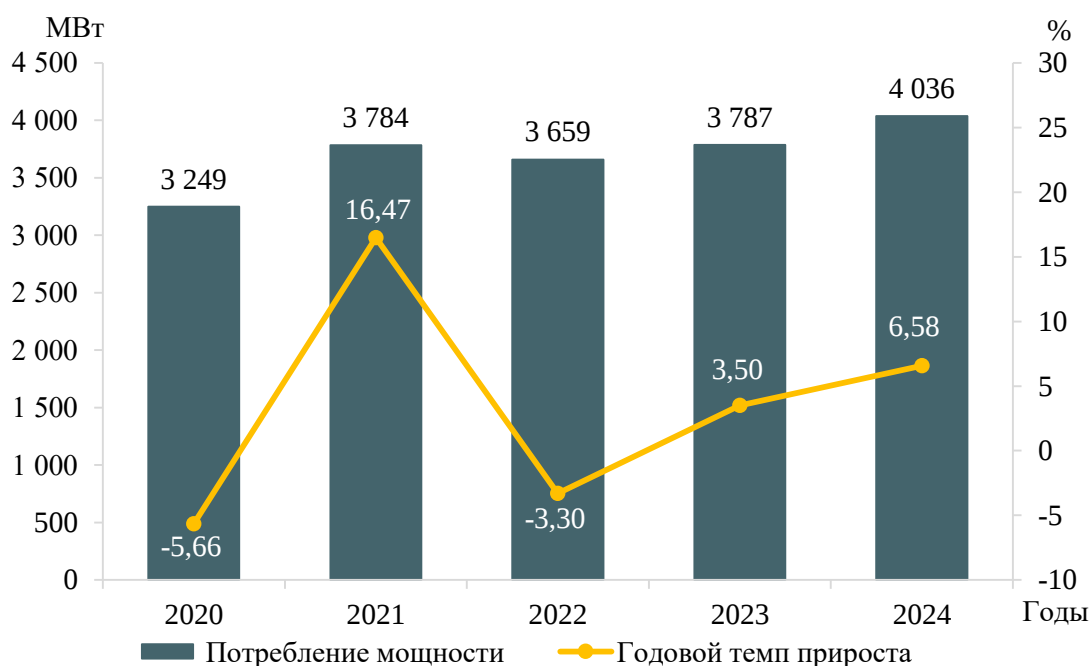


Рисунок 4 – Потребление мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области увеличилось на 4396 млн кВт·ч и составило в 2024 году 51313 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,81 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году. Наибольшее

снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 3,55 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области вырос на 614 МВт и составил 8333 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,54 %.

Наибольший годовой темп прироста 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 2020–2024 годов потребление электрической энергии Ленинградской области увеличилось на 2941 млн кВт·ч и составило 24687 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,57 %. Наибольший годовой темп прироста 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 47,3 % до 48,1 % (или на 0,8 процентных пункта).

За период 2020–2024 годов потребление мощности Ленинградской области выросло на 592 МВт и составило 4036 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,22 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 16,47 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер и значительно более низкой ТНВ. Наибольшее годовое снижение 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 45,9 % до 48,4 % (на 2,5 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 заходов КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Молосковицы с отпайкой на ПС Кингисепп-город на ПС 110 кВ Ясень (ПС 270) протяженностью 15,03 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×15,03 км
2	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Порт – Вистино протяженностью 19,62 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	19,62 км
3	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Порт – Усть-Луга протяженностью 11,64 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	11,64 км
4	330 кВ	Строительство КВЛ 330 кВ Копорская – Ленинградская АЭС протяженностью 3,91 км	ПАО «Россети»	2021	3,91 км
5	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный протяженностью 331,94 км	ПАО «Россети»	2021	331,94 км
6	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
7	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
8	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)
9	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)
10	110 кВ	Строительство двух ВЛ 110 кВ Химический – Резервная протяженностью 0,114 км каждая	ООО «БХК»	2023	2×0,114 км
11	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Лужская тяговая – Восточная тяговая протяженностью 18,612 км	ОАО «РЖД»	2023	18,612 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
12	330 кВ	Строительство второй ВЛ Кингисеппская – Нарва протяженностью 34,202 км	ПАО «Россети»	2024	34,202 км
13	330 кВ	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва протяженностью 15,944 км и 16,123 км	ПАО «Россети»	2024	15,951 км 16,124 км
14	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт I, II цепь с отпайками на участке от опоры № 163 до опоры № 165 протяженностью 0,086 км и 0,197 км	ПАО «Россети Ленэнерго»	2024	0,086 км 0,197 км
15	110 кВ	Строительство четырех КЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Нарва до РП 110 кВ ГПК протяженностью 0,651 км, 0,639 км, 0,645 км и 0,633 км	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «Рус-ХимАльянс»)	2024	0,651 км 0,639 км 0,645 км 0,633 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 Ясень (ПС 270) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	2020	2×10 МВА
2	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
3	750 кВ	Реконструкция РУ 750 кВ Ленинградской АЭС с установкой двух ШР 750 кВ мощностью 330 Мвар каждый, второго автотрансформатора 750/330 кВ мощностью 1251 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 417 МВА каждый) с двумя ШР в обмотке 35 кВ мощностью 35 Мвар каждый	АО «Концерн Росэнергоатом»	2021	2×330 Мвар 1251 МВА
4	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Тихвин-Литейный с установкой одного ШР 330 кВ мощностью 100 Мвар	ПАО «Россети»	2021	1×100 Мвар
5	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	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
7	330 кВ	Строительство ПС 330 кВ Менделеевская с двумя трансформаторами 330/110/35 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	2022	2×200 МВА
8	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
9	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
10	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
11	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
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Резервная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «БХК»	2023	2×40 МВА
13	110 кВ	Строительство РП 110 кВ Химический (РП 296)	ПАО «Россети Ленэнерго»	2023	х
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Восточная-тяговая с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2023	16 МВА
15	330 кВ	Строительство ПС 330 кВ Нарва с четырьмя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 400 МВА каждый	ООО «Усть-Лужская сетевая компания»	2024	4×400 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ПГВ-2 Кировский завод (ПС 246) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Тихвинский вагоностроительный завод»	2024	40 МВА
17	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ПГВ-1 Кировский завод (ПС 245) с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «Тихвинский вагоностроительный завод»	2024	63 МВА
18	110 кВ	Строительство РП 110 кВ ГПК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания»	2024	х

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 (или) иного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных 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
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
2024	18.12.2024	-14,12
	02.01.2024 ¹⁾	-17,00
	03.01.2024 ¹⁾	-18,00
	04.01.2024 ¹⁾	-22,50
	05.01.2024 ¹⁾	-21,00
		-23,00
	06.01.2024 ¹⁾	-17,00

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
	07.01.2024 ¹⁾	-17,50
		-14,50
	09.01.2024 ¹⁾	2,50
	10.01.2024 ¹⁾	-10,00
	13.02.2024 ¹⁾	-15,50
	19.06.2024	17,60

Примечание – ¹⁾ Приведена температура в день иного замера.

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

– для однотрансформаторных 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 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов, 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 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	110/11	T-1	110/11	6,3	1,4	2,32	2,03	3,25	2,11 ¹⁾	1,33	1,43	1,61	2,23	0,96	0
			T-2	110/11	6,3	3,8	2,66	3,49	1,96	4,10 ¹⁾	1,60	1,32	1,19	1,25	2,32	
2	ПС 110 кВ Волхов (ПС 393)	110/11	T-1	110/11	10	4,38	3,65	2,43	4,24	6,46 ¹⁾	3,05	1,64	3,72	2,93	3,01	0
			T-2	110/11	10	4,75	4,11	5,20	5,78	6,11 ¹⁾	3,99	4,16	2,95	5,43	5,36	
3	ПС 110 кВ Вырица (ПС 322)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	40	15,07	18,23	11,47	20,93	35,12 ¹⁾	0	9,37	6,15	6,75	5,25	0
			T-2	115/38,5/10,5	40	5,40	12,16	12,49	15,19	20,62 ¹⁾	15,47	6,13	9,20	6,57	14,22	
4	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	40	16,04	13,52	16,12	27,07	40,88 ¹⁾	9,43	7,60	10,87	6,54	12,20	0
			T-2	115/38,5/10,5	40	30,05	27,26	29,29	13,85	28,47 ¹⁾	14,65	13,87	16,67	13,23	14,49	
5	ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304)	110/10	T-1	115/11	10	3,90	4,46	4,91	7,10	7,9 ¹⁾	0,97	1,87	1,84	1,34	1,75	0
			T-2	115/11	10	2,53	2,50	2,95	0	5,6 ¹⁾	1,58	1,26	1,65	1,29	1,64	
6	ПС 110 кВ Красносельская (ПС 331)	110/10	T-1	115/11	10	6,77	6,90	6,43	8,28	11,12 ¹⁾	3,50	3,43	3,96	3,06	3,37	0
7	ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	110/6	T-1	115/6,3	10	3,54	3,59	4,02	1,98	2,88 ¹⁾	2,73	1,42	2,06	1,80	0,92	0
			T-2	115/6,3	10	3,14	4,62	4,32	7,22	10,82 ¹⁾	0	1,95	3,30	2,20	3,48	
8	ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	8,22	9,40	9,73	9,38	12,82	10,37	3,81	11,28	6,35	10,49	0
			T-2	115/38,5/11	16	4,15	5,45	5,31	5,36	6,16	0,98	3,28	0	3,40	5,36	
9	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	3,52	3,90	4,98	2,94	9,47	2,20	1,21	2,76	6,29	1,89	0
			T-2	115/38,5/11	25	7,61	7,92	10,10	12,34	15,27	1,94	3,38	4,38	3,80	4,04	
10	ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375)	110/35/10	T-1	115	25	10,19	10,22	12,50	8,50	14,94 ¹⁾	6,80	7,83	6,57	5,32	13,29	0
				38,5		3,71	5,29	5,58	4,71	9,52 ¹⁾	3,87	5,17	3,01	2,75	3,17	
				10,5		6,52	4,93	6,54	3,79	5,42 ¹⁾	2,95	2,67	3,55	2,56	9,66	
			T-2	115	16	5,41	7,33	7,12	8,81	12,09 ¹⁾	5,73	6,11	4,33	6,38	0	
				10,5		5,41	7,33	7,12	8,81	12,09 ¹⁾	5,73	6,11	4,33	6,38	0	
11	ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	6,41	6,72	7,83	8,55	9,61 ¹⁾	8,34	4,48	0	0	4,6	0
			T-2	115/38,5/11	16	8,5	8,59	8,18	8,13	10,50 ¹⁾	0	3,94	9,03	7,80	3,79	
12	ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224)	110/10/6	T-1	115/10/6	25	9,68	5,35	11,40	0	17,17 ¹⁾	8,32	10,26	9,50	17,51	7,19	0
			T-2	115/10/6	25	14,35	9,65	13,25	25,88	13,31 ¹⁾	10,14	7,00	7,36	0	11,03	
13	ПС 110 кВ Рябово (ПС 484)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	25	6,83	7,26	8,86	20,50	13,96 ¹⁾	1,74	5,87	5,42	5,30	7,80	0
			T-2	115/38,5/10,5	25	10,56	8,46	7,52	0	19,50 ¹⁾	5,13	4,37	5,60	8,58	4,94	
14	ПС 110 кВ Синявино (ПС 193)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	6,08	5,52	5,97	6,52	11,88 ¹⁾	4,98	5,18	4,83	0	5,73	0
			T-2	115/38,5/11	16	4,43	6,11	7,13	6,81	10,29 ¹⁾	5,41	4,51	6,3	10,82	5,04	
15	ПС 110 кВ Скворицы (ПС 391)	110/10/10	T-1	110/11-11	25	10,04	10,13	10,88	11,36	17,40	4,39	4,65	4,88	4,21	5,41	0
			T-2	110/11-11	25	3,35	4,34	5,47	10,82	11,86	2,80	2,16	2,08	4,74	5,38	
16	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	110/35/10	T-1	110/35/10	25	14,28	11,03	15,76	15,97	20,80	6,91	7,66	8,67	7,81	8,02	0
			T-2	110/35/10	25	19,74	19,27	9,44	9,06	11,25	10,53	15,09	11,86	5,07	6,96	
			T-3 (ММПС)	115/10,5	25	–	–	11,81	12,55	17,70	–	–	–	5,07	6,38	
			T-4 (ММПС)	115/10,5	25	–	–	0,11	–	0	–	–	–	0	0	
17	ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	110/10/10	T-1	115/11-11	25	5,43	13,55	6,97	9,00	11,12	3,75	0	4,52	5,50	6,79	0
			T-2	115/11-11	25	6,46	0	9,50	10,88	14,70	3,49	7,82	4,72	5,45	6,40	
18	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	2,33	2,57	2,41	2,27	4,25 ¹⁾	1,22	1,27	1,46	1,68	2,65	0
			T-2	115/38,5/11	6,3	3,07	3,57	4,62	3,92	7,00 ¹⁾	1,37	1,31	1,67	1,10	0	
19	ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367)	110/10	T-1	110/11	6,3	2,11	2,37	3,30	2,29	2,79	0,90	1,70	1,70	0	1,11	0
			T-2	110/11	6,3	1,67	1,80	1,83	3,14	4,23	1,01	0,70	0,70	2,38	1,37	

Примечание – ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{НВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	T-1	ТМН-6300/110-У1	2007	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТМН-6300/110-У1	1985	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Волхов (ПС 393)	T-1	ТДН-10000/110-УХ1	1984	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110-УХ1	1984	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Вырица (ПС 322)	T-1	ТДТН-40000/110-У1	2016	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110-У1	2016	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

№ 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
4	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	Т-1	ТДТН-40000/110	1968	66	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110	2007	66	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304)	Т-1	ТДН-10000/110-У1	2016	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-10000/110-У1	2017	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ Красносельская (ПС 331)	Т-1	ТДН-10000/110-70У1	1985	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	Т-1	ТДН-10000/110-У1	2016	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-10000/110-У1	2016	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
8	ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	Т-1	ТДТН-16000/110	1976	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1977	62	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	Т-1	ТДТН-16000/110	1973	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110-У1	2005	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375)	Т-1	ТДТН-25000/110-У1	2009	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110-У1	2008	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
11	ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166)	Т-1	ТДТН-16000/110	1975	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1976	99	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224)	Т-1	ТДТН-25000/110-У1	1980	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110-У1	1987	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Рябово (ПС 484)	Т-1	ТДТН-25000/110-У1	2012	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110-У1	2012	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
14	ПС 110 кВ Синявино (ПС 193)	Т-1	ТДТН-16000/110-У1	1978	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1972	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Скворицы (ПС 391)	Т-1	ТРДН-25000/110-У1	2016	99	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110-У1	2016	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
16	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	Т-1	ТДТН-25000/110-У1	2003	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110-У1	2005	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3 (ММПС)	ТДТН-25000/110-У1	2018	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-4 (ММПС)	ТДТН-25000/110-У1	2018	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
17	ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	Т-1	ТРДН-25000/110	2016	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110	2016	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
18	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	Т-1	ТМТН-6300/110	1984	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМТН-6300/110	1984	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367)	Т-1	ТМН-6300/110	1984	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110	1984	86	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	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	2024 / зима	6,21	ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	ООО «ЗВЕЗДА»	18.08.2023	23-037217-101-032	2025	3,92	1,92	0,4	1,40	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99
				ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)				ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,96						
2	ПС 110кВ Волхов (ПС 393)	2024 / зима	12,57	ПС 110 кВ Волхов (ПС 393)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,4	0,002	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57

№ п/п	Наименование ПС	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
3	ПС 110 кВ Вырица (ПС 322)	2024 / зима	55,74	ПС 110 кВ Вырица (ПС 322)	ООО «Благо»	24.07.2024	06-051/005-ПС-24	2026	1,00	0	0,4	0,20	56,42	56,42	56,42	56,42	56,42	56,42
				ПС 110 кВ Вырица (Тяговая-7)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,28	0	0,4	0,03						
				ПС 35 кВ Вырица (ПС 322)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,94	0	0,4	0,09						
				ПС 35 кВ Кобралово (ПС Коб)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,91	0	0,4	0,29						
4	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	2024 / зима	69,35	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	АО «НИИ «ВЕКТОР»	17.09.2024	24-032172-101-046	2025	1,0 (0,5) ¹⁾	0	6–10	0,7 (0,35) ¹⁾	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59
				ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,00	0,03	0,4	0,30						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	АО «НИИ «ВЕКТОР»	17.09.2024	24-032172-101-046	2025	1,0 (0,25) ²⁾	0	6–10	0,7 (0,18) ²⁾						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,05	0	0,4–10	0,10						
				ПС 35 кВ Красноборская (ПС 606)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,22	0	0,4	0,42						
				ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603)	ГУП «ТЭК СПб»	19.03.2024	23-074566-101-046	2026	0,90	0,19	6–10	0,14						
				ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,69	0	0,4–10	0,47						
				ПС 35 кВ Пери-тяговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Орехово-тяговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,45	0	0,4	0,05						
5	ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304)	2024 / зима	13,5	ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,96	0	0,4	0,20	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72
6	ПС 110 кВ Красносельская (ПС 331)	2024 / зима	11,12	ПС 110 кВ Красносельская (ПС 331)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,33	0,02	0,4	0,13	11,27	11,27	11,27	11,27	11,27	11,27
7	ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	2024 / зима	13,70	ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,75	0,17	0,4	0,16	13,87	13,87	13,87	13,87	13,87	13,87
8	ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	2024 / зима	18,98	ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,39	0	0,4–10	0,24	19,56	19,57	19,57	19,57	19,57	19,57
				ПС 35 кВ Романовка (ПС 635)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,86	0	0,4–10	0,19						
				ПС 35 кВ Романовка (ПС 635)	Дюжева Ирина Ивановна	03.11.2023	23-057670-101-046	2025	1,20 (0,6) ³⁾	0,2	0,4–10	0,2 (0,1) ³⁾						
				ПС 35 кВ Романовка (ПС 635)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2027	0,05	0	0,4	0,005						
9	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	2024 / зима	24,74	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,64	0,02	0,4	0,56	25,65	25,65	25,65	25,65	25,65	25,65
				ПС 35 кВ Гранит	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	1,81	0	0,4	0,18						
				ПС 35 кВ Житковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,75	0	0,4	0,08						

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
10	ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375)	2024 / зима	27,03	ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) (Т-1)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,77	0	0,4	0,08	32,97	32,97	32,97	32,97	32,97	32,97
				ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) (Т-2)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,48	0	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Гранит	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	1,81	0	0,4	0,18						
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,80	0	0,4–10	0,08						
				ПС 35 кВ Кирилловская	АО «ПТИЦЕФАБРИКА РОСКАР»	17.09.2024	24-058637-100-031	2026	1,50	0	6–10	0,75						
				ПС 35 кВ Симагино	АО «ПТИЦЕФАБРИКА РОСКАР»	17.09.2024	24-058637-100-031	2026	1,50	0	6–10	0,75						
				ПС 35 кВ Симагино	АО «Невский экологический оператор»	06.04.2023	22-106674-100-031	2025	4,80	0	6–10	3,36						
				ПС 35 кВ Симагино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,03	0	0,4–10	0,1						
11	ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166)	2024 / зима	20,11	ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	1,60	0	0,4	0,16	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29
12	ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224)	2024 / зима	30,48	ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224)	ООО «СЗ «Управляющая компания «ПетроКомИнвест»	13.09.2013	ОД-12705-13/15229- Э-13	2025	3,46	2,40	0,4	0,43	38,10	38,27	38,36	38,36	38,36	38,36
				ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224)	ООО «Новая Земля»	20.05.2022	22-024245-100-032	2026–2028	0,98	0	0,4	0,39						
				ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224)	ООО «ЭКОЦИФРА»	19.12.2023	23-060757-100-047	2025	7,86	0	6–10	5,50						
				ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224)	ООО «Северо-Западные инвестиции»	13.03.2023	23-004918-101-032	2025	1,41	0,47	0,4	0,66						
				ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,16	0	0,4	0,12						
13	ПС 110 кВ Рябово (ПС 484)	2024 / зима	33,47	ПС 110 кВ Рябово (ПС 484)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,17	0	0,4	0,02	33,65	33,65	35,41	35,41	35,41	35,41
				ПС 35 кВ Андрианово (ПС 722)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,53	0	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Любань (ПС 723)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,20	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Любань (ПС 723)	ИП Зумурханов Иса	19.08.2024	24-019104-101-032	2028	3,00	1,24	6–10	1,58						
				ПС 35 кВ Пельгора (ПС 717)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,03	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Сельцо (ПС 721)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,46	0	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Трубников Бор (ПС 732)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,27	0	0,4	0,03						
14	ПС 110 кВ Синявино (ПС 193)	2024 / зима	22,17	ПС 110 кВ Синявино (ПС 193)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,13	0	0,4	0,11	22,34	22,34	22,34	22,34	22,34	22,34
				ПС 35 кВ Путилово (ПС 731)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,42	0	0,4	0,04						
15	ПС 110 кВ Сквирицы (ПС 391)	2024 / зима	29,26	ПС 110 кВ Сквирицы (ПС 391)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	8,76	0	0,4–10	0,88	30,50	30,50	30,50	30,50	30,50	30,50
				ПС 110 кВ Сквирицы (ПС 391)	ООО «ЕВРОКОМ»	20.04.2023	23-009222-101-047	2025	0,96 (0,48) ⁴⁾	0	0,4	0,48 (0,24) ⁴⁾						

№ п/п	Наименование ПС	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
16	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	2024 / зима	49,75	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,17	0	0,4	0,32	50,59	50,59	50,59	50,59	50,59	50,59
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,05	0	0,4–10	0,10						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	АО «НИИ «ВЕКТОР»	17.09.2024	24-032172-101-046	2025	1,0 (0,25) ⁵⁾	0	6–10	0,7 (0,18) ⁵⁾						
				ПС 35 кВ Орехово-тяговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,45	0	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Сапёрная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	1,09	0	0,4–10	0,11						
17	ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	2024 / зима	25,82	ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	43,24	0	0,4–10	4,32	34,10	34,10	34,10	34,10	34,10	34,10
				ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	ООО «АС-Магистраль-Сервис»	22.03.2023	22-091425-101-047	2025	3,30	1,50	6–10	0,90						
				ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	ООО «РЕВАДА»	17.04.2023	23-013596-100-047	2025	1,25	0	0,4	0,63						
				ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	ООО «ГЕФЕСТ»	15.05.2024	24-020698-101-047	2026	1,00	0,15	0,4	0,60						
				ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	ООО БЭМ	26.12.2024	24-080880-101-047	2026	1,58	0,15	6–10	1						
18	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	2024 / зима	11,25	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,95	0	0,4	0,09	11,47	11,47	11,47	11,47	11,47	11,47
				ПС 35 кВ Сухое (ПС 25)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,09	0	0,4	0,11						
19	ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367)	2024 / зима	7,02	ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,27	0	0,4	0,13	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16

Примечания

1 ¹⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) и ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620), таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) учитывается часть заявленной мощности.

2 ²⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) и ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620), таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) учитывается часть заявленной мощности.

3 ³⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325) и ПС 110 кВ Мельничный Ручей, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325) учитывается половина заявленной мощности.

4 ⁴⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Скворицы (ПС 391) и ПС 110 кВ Русско-Высоцкая (ПС 153), таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Скворицы (ПС 391) учитывается половина заявленной мощности.

5 ⁵⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) и ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620), таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) учитывается часть заявленной мощности.

ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 6,21 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 82,14 % (78,86 %) от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-1) при ТНВ -15,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (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 3,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,78 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 в зимний период составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,21 + 1,78 + 0 - 0 = 7,99 \text{ МВА.}$$

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 превышает $S_{\text{дн}}$, 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), на величину до 1,46 % (5,69 %) от $S_{\text{дн}}$ (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366) расчетный объем ГАО составит 0,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,99 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Волхов (ПС 393).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года 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 0,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,002 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,57 + 0,002 + 0 - 0 = 12,572 \text{ МВА.}$$

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 4,77 % (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 0,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,57 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Вырица (ПС 322).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 55,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 11,48 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,5 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 5,13 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,68 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 55,74 + 0,68 + 0 - 0 = 56,42 \text{ МВА.}$$

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 Вырица (ПС 322), оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 12,84 % (без ТП превышение до 11,48 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) расчетный объем ГАО составит 6,42 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 56,42 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 69,35 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 44,48 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -21,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,85 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 69,35 + 2,24 + 0 - 0 = 71,59 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{длн}}$, 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 49,15 % (без ТП превышение до 44,48 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) расчетный объем ГАО составит 23,59 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 71,59 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×80 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 13,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 8,00 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,5 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 1,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,22 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,5 + 0,22 + 0 - 0 = 13,72 \text{ МВА.}$$

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 Запорожская (ПС 304), оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 9,76 % (без ТП превышение до 8,00 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304) расчетный объем ГАО составит 1,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,72 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Красносельская (ПС 331).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 11,12 МВА. Нагрузка трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 92,67 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -22,5 °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 1,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,15 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,12 + 0,15 + 0 - 0 = 11,27 \text{ МВА.}$$

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 ПС 110 кВ Красносельская (ПС 331), и составляет 93,92 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятий, направленных на увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Красносельская (ПС 331), в том числе, мероприятия предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (увеличение трансформаторной

мощности ПС 110 кВ Красносельская (ПС 331) с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА).

ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345).

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

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,5 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 1,58 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,70 + 0,17 + 0 - 0 = 13,87 \text{ МВА.}$$

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 10,96 % (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 1,37 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,87 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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) – 2025 год.

ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 18,98 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 98,85 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,2 °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 4,79 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,59 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,98 + 0,59 + 0 - 0 = 19,57 \text{ МВА.}$$

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 1,93 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325) расчетный объем ГАО составит 0,37 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,57 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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) – 2026 год.

ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 24,74 МВА, в том числе на напряжении 35 кВ – 9,47 МВА, на напряжении 10 кВ – 15,27 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 28,85 %. В ПАР отключения

трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 48,86 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки Т-1 (Т-2) при ТНВ -14,2 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (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 8,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,29 МВА на напряжении 35 кВ и 0,62 МВА на напряжении 10 кВ).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп Т-1}}^{\text{тр}} = 9,47 + 0,29 + 0 - 0 = 9,76 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп Т-2}}^{\text{тр}} = 15,27 + 0,62 + 0 - 0 = 15,89 \text{ МВА}.$$

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 33,59 % (без ТП превышение 28,85 %).

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 50,85 % 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 6,45 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 82,80 % 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 $S_{\text{дн}}$, 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 82,08 % от $S_{\text{дн}}$.

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 40 МВА).

ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года 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 $S_{\text{дн}}$ и составляет 87,55 % от $S_{\text{дн}}$ (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 $S_{\text{дн}}$ и составляет 86,50 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -17,5 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 12,69 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,80 МВА на напряжении 35 кВ и 0,14 МВА на напряжении 10 кВ).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,03 + 5,94 + 0 - 0 = 32,97 \text{ МВА},$$

в том числе на напряжении 35 кВ – 15,32 МВА, на напряжении 10 кВ – 17,65 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 Первомайская (ПС 375), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 5,50 % (без ТП превышение отсутствует).

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 $S_{\text{длн}}$, 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 88,25 % от $S_{\text{длн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) расчетный объем ГАО составит 1,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 32,97 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×25 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 20,11 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 4,74 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,5 °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 1,60 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,18 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,11 + 0,18 + 0 - 0 = 20,29 \text{ МВА.}$$

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 Приозерская (ПС 166), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 5,68 % (без ТП превышение до 4,74 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166) расчетный объем ГАО составит 1,09 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,29 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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 Промзона-1 (ПС 224).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 30,48 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 7,61 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,133.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,88 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,48 + 7,88 + 0 - 0 = 38,36 \text{ МВА.}$$

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 110 кВ Промзона-1 (ПС 224), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 35,43 % (без ТП превышение до 7,61 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224) расчетный объем ГАО составит 10,04 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,36 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Рябово (ПС 484).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 33,47 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 7,10 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -17,0 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 3,42 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,94 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,47 + 1,94 + 0 - 0 = 35,41 \text{ МВА.}$$

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 110 кВ Рябово (ПС 484), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 13,31 % (без ТП превышение до 7,10 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Рябово (ПС 484) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Рябово (ПС 484) расчетный объем ГАО составит 4,16 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,41 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Синявино (ПС 193).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 22,17 МВА. В ПАР

отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 15,47 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,0 °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 1,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,17 + 0,17 + 0 - 0 = 22,34 \text{ МВА.}$$

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 Синявино (ПС 193), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 16,35 % (без ТП превышение до 15,47 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Синявино (ПС 193) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Синявино (ПС 193) расчетный объем ГАО составит 3,14 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,34 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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 Скворицы (ПС 391).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 29,26 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 93,63 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,2 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 9,24 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,26 + 1,24 + 0 - 0 = 30,50 \text{ МВА.}$$

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 110 кВ Скворицы (ПС 391), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 97,60 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Скворицы (ПС 391) с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 49,75 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 59,20 % (65,83 %). 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 -14,2 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (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 6,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,84 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 49,75 + 0,84 + 0 - 0 = 50,59 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{длн}}$, 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 68,63 % (61,89 %) (без ТП превышение до 65,83 % (59,20 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) расчетный объем ГАО составит 20,59 (19,34) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 50,59 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 25,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 82,62 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,2 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 48,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,28 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,82 + 8,28 + 0 - 0 = 34,10 \text{ МВА.}$$

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 110 кВ Федоровская (ПС 211), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 9,12 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211) расчетный объем ГАО составит 2,85 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,10 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Шум (ПС 377).

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

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -17,0 °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 2,04 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,22 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,25 + 0,22 + 0 - 0 = 11,47 \text{ МВА.}$$

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) Шум (ПС 377), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 51,72 % (без ТП превышение до 48,81 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Шум (ПС 377) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шум (ПС 377) расчетный объем ГАО составит 3,91 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,47 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367).

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила

7,02 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 92,86 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,2 °С и 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 1,27 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,14 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,02 + 0,14 + 0 - 0 = 7,16 \text{ МВА.}$$

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 Шундорово (ПС 367), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 94,71 % от $S_{\text{ддн}}$.

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

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Ленэнерго»

Район ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) и ПС 110 кВ Аннино (ПС 191).

Рассмотрено предложение ПАО «Россети Ленэнерго» по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Большевик (ПС 395)	110/10	T-1	115/11	10	6,33	8,38	9,54	9,80	15,95 ¹⁾	4,69	4,63	6,64	5,99	8,32	0
2	ПС 110 кВ Аннино (ПС 191)	110/10/10	T-1	115/11-11	25	7,37	10,97	15,59	19,40	15,73	3,86	4,52	6,51	0	0	0
			T-2	115/11-11	25	9,95	9,69	8,89	10,96	12,15	4,57	5,77	5,40	13,09	9,10	

Примечание – ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{HВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	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
2	ПС 110 кВ Аннино (ПС 191)	T-1	ТРДН-25000/110	2016	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110	2016	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ПС	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Большевик (ПС 395)	2024 / зима	15,95	ПС 110 кВ Большевик (ПС 395)	ООО «Партнерлогист»	11.07.2024	24-034470-101-047	2026	1,80	0,74	6–10	0,53	17,31	17,31	17,31	17,31	17,31	17,31
				ПС 110 кВ Большевик (ПС 395)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,98	0	0,4–10	0,70						
2	ПС 110 кВ Аннино (ПС 191)	2023 / зима	30,36	ПС 110 кВ Аннино (ПС 191)	ООО «Спец Транс Сервис»	09.06.2022	22-024993-100-047	2025	1,05	0	0,4	0,42	34,09	34,09	34,09	34,09	34,09	34,09
				ПС 110 кВ Аннино (ПС 191)	ООО «НПП «Авивак»	28.11.2024	24-057937-100-047	2026	1,60	0	0,4	1,12						
				ПС 110 кВ Аннино (ПС 191)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	18,19	0	0,4	1,82						

ПС 110 кВ Большевик (ПС 395).

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 15,95 МВА, что превышает $S_{\text{длн}}$ 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 8,04 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,36 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,95 + 1,36 + 0 - 0 = 17,31 \text{ МВА.}$$

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 Большевик (ПС 395), на величину до 44,28 % (без ТП превышение до 32,92 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составляет 5,31 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 17,31 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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.

ПС 110 кВ Аннино (ПС 191).

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 30,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 97,15 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -23,0 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 20,84 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,73 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,36 + 3,73 + 0 - 0 = 34,09 \text{ МВА.}$$

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 Аннино (ПС 191), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 9,09 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Аннино (ПС 191) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Аннино (ПС 191) расчетный объем ГАО составит 2,84 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,09 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Таким образом, в рассматриваемом районе выявлены риски ввода ГАО для ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) и ПС 110 кВ Аннино (ПС 191). Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнение мероприятий по увеличению трансформаторной мощности подстанций.

Сетевая организация ПАО «Россети Ленэнерго» предлагает к реализации альтернативное решение – реконструкцию ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) с заменой существующего трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА и установку второго трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА. Реконструкция ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) предлагается для исключения рисков ввода ГАО на ПС 110 кВ Аннино (ПС 191) путем перевода нагрузки по сети 10 кВ с ПС 110 кВ Аннино на ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) в объеме 7,50 МВА.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,95 + 1,36 + 7,50 - 0 = 24,81 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом перевода нагрузки с другого центра питания в объеме 7,50 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Большевик (ПС 395), на величину до 106,78 % (без ТП и перевода нагрузки превышение до 32,92 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 12,81 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 24,81 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ПС 110 кВ Аннино (ПС 191) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,36 + 3,73 + (-7,50) - 0 = 26,59 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 7,50 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Аннино (ПС 191), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 85,09 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, рассмотрены два варианта комплекса мероприятий для предотвращения ввода ГАО.

Вариант № 1:

- реконструкция ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) с заменой существующего силового трансформатора Т-1 1×10 МВА на 1×25 МВА;
- перевод нагрузки потребителей 10 кВ в объеме 7,5 МВА с ПС 110 кВ Аннино (ПС 191) на ПС 110 кВ Большевик (ПС 395).

Вариант № 2:

- реконструкция ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) с заменой существующего силового трансформатора Т-1 1×10 МВА на 1×25 МВА;
- реконструкция ПС 110 кВ Аннино с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

В соответствии с оценкой сетевой организации величина капитальных затрат на реализацию мероприятий по варианту № 1 составит 304,72 млн руб. (без НДС), а на реализацию мероприятий по варианту № 2 – 822,09 млн руб. (без НДС) в текущих ценах 2025 года.

В результате сравнения предложенных вариантов по критерию минимума капитальных затрат для реализации рекомендуется вариант № 1.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) с заменой 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) – 2025 год.

Строительство ПС 110 кВ Орлино.

Рассмотрено предложение ПАО «Россети Ленэнерго» по строительству ПС 110 кВ взамен существующей ПС 35 кВ Орлино для разгрузки ПС 110 кВ Батово (ПС 142) и разукрупнения сети 35 кВ в районе ПС 110 кВ Батово (ПС 142). Принципиальная схема сети 35 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Батово (ПС 142), представлена на рисунке 5. В таблице 14 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 15 приведены

данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

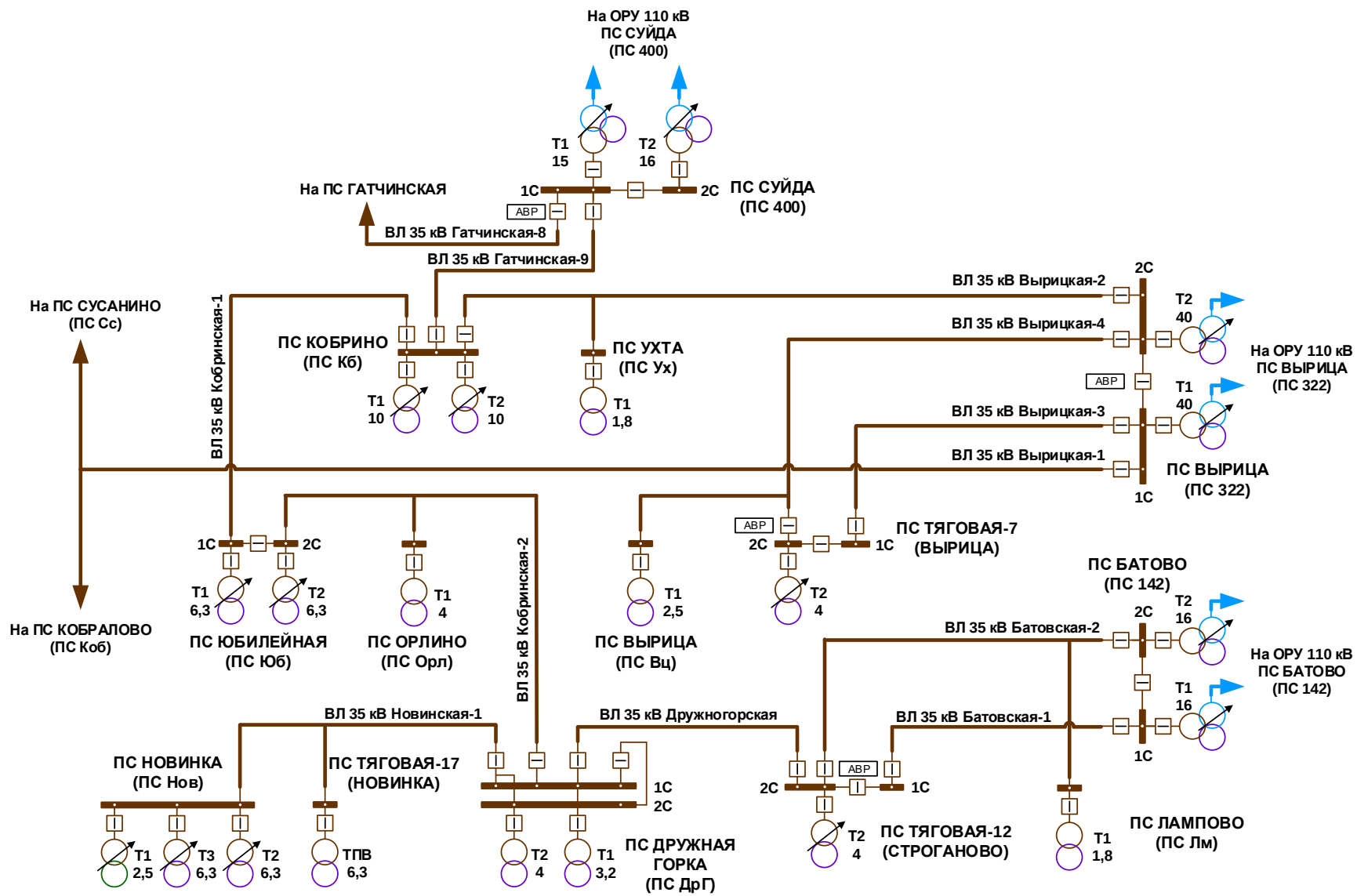


Рисунок 5 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Батово (ПС 142)

Таблица 14 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	3,20	4,25	5,79	10,84	14,66 ¹⁾	1,44	1,89	2,49	2,77	2,00	0
			T-2	115/38,5/11	16	10,48	8,30	9,27	6,51	12,96 ¹⁾	4,11	7,14	8,08	9,77	11,60	

Примечание – ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{HВ} , °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

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

№ п/п	Наименование ПС	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	2024 / зима	27,62	ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,12	0	0,4	0,31	28,20	28,20	28,20	28,20	28,20	28,20
				ПС 35 кВ Новинка (ПС Нов)	СНТ «НПП «Дружба»	06.10.2022	602-0102-22/ТП	2025	0,78	0	0,4	0,16						
				ПС 35 кВ Новинка (ПС Нов)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,13	0	0,4	0,01						
				ПС 35 кВ Строганово (Тяговая-12)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,35	0	0,4	0,04						

ПС 110 кВ Батово (ПС 142).

Согласно данным в таблицах 14, 15, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 27,62 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 43,85 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,0 °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 4,39 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,58 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,62 + 0,58 + 0 - 0 = 28,20 \text{ МВА.}$$

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 46,88 % (без ТП превышение до 43,85 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Батово (ПС 142) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Батово (ПС 142) расчетный объем ГАО составит 9,00 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,20 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

В зимнем режиме нагрузок при ТНВ -16,0 °С на уровне потребления иного замера 2024 года в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Дружная Горка – Тяговая-12 (ВЛ 35 кВ Дружногорская) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Суйда – Кобрино (ВЛ 35 кВ Гатчинская-9) превышает ДДТН и АДТН (300 А при ТНВ -16 °С, ограничивающий элемент – ТТ, провод) на величину до 40,00 % и составляет 420 А, напряжение в сети 35 кВ снижается ниже МДН (до 30,10 кВ). В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Суйда – Кобрино (ВЛ 35 кВ Гатчинская-9) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Вырица (110 кВ) – Кобрино с отпайкой на ПС Ухта (ВЛ 35 кВ Вырицкая-2) превышает ДДТН и АДТН (200 А при ТНВ -16 °С, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 53,50 % и составляет 307 А.

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2031 года при ТНВ -25 °С (с учетом договоров ТП) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ

Суйда – Кобрино (ВЛ 35 кВ Гатчинская-9) превышает ДДТН и АДТН (300 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 6,00 % и составляет 318 А, необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Суйда – Кобрино (ВЛ 35 кВ Гатчинская-9) на ПС 110 кВ Суйда (ПС 400).

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Дружная Горка – Тяговая-12 (ВЛ 35 кВ Дружногорская) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Суйда – Кобрино (ВЛ 35 кВ Гатчинская-9) превышает ДДТН и АДТН (300 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ, провод) на величину до 56,00 % и составляет 468 А, необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Суйда – Кобрино (ВЛ 35 кВ Гатчинская-9) на ПС 110 кВ Суйда (ПС 400); токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Кобрино – Юбилейная (ВЛ 35 кВ Кобринская-1) превышает ДДТН и АДТН (300 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 2,67 % и составляет 308 А, необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Кобрино – Юбилейная (ВЛ 35 кВ Кобринская-1) на ПС 35 кВ Кобрино (ПС Кб); напряжение в сети 35 кВ снижается ниже МДН, необходимо изменение коэффициента трансформации трансформаторов ПС 110 кВ Суйда (ПС 400) (оснащены РПН).

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Суйда – Кобрино (ВЛ 35 кВ Гатчинская-9) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Вырица (110 кВ) – Кобрино с отпайкой на ПС Ухта (ВЛ 35 кВ Вырицкая-2) превышает ДДТН и АДТН (200 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 72,00 % и составляет 344 А, необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Вырица (110 кВ) – Кобрино с отпайкой на ПС Ухта (ВЛ 35 кВ Вырицкая-2) на ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) и ПС 35 кВ Кобрино (ПС Кб); напряжение в сети 35 кВ снижается ниже МДН (до 31,05 кВ), необходимо изменение коэффициента трансформации трансформаторов ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) (оснащены РПН).

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Батово – Тяговая-12 с отпайкой на ПС Лампово (ВЛ 35 кВ Батовская-2) напряжение в сети 35 кВ снижается ниже МДН (до 30,31 кВ), необходимо изменение коэффициента трансформации трансформаторов ПС 110 кВ Батово (ПС 142) (оснащены РПН).

Альтернативным вариантом для обеспечения допустимых параметров режима в нормальной схеме, а также для исключения ввода ГВО в единичной ремонтной схеме рассмотрена реконструкция ПС 35 кВ Орлино (ПС Орл) с переводом на напряжение 110 кВ. Вариант предполагает установку на ПС 110 кВ Орлино двух трансформаторов 110/35/10 кВ и строительство заходов ВЛ 110 кВ Белогорка – Пехенец (ВЛ 110 кВ Толмачевская-3) на ПС 110 кВ Орлино. Раздел сети 35 кВ предусматривается выполнить на СВ-35 кВ ПС 110 кВ Орлино, ПС 35 кВ Юбилейна (ПС Юб) и ЛВ-35 кВ ВЛ 35 кВ Батово – Тяговая-12 с отпайкой на ПС Лампово (ВЛ 35 кВ Батовская-2) на ПС 110 кВ Батово (ПС 142).

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2031 года при ТНВ -25 °С (с учетом договоров ТП) параметры режима не выходят из области допустимых значений.

Расчетная нагрузка ПС 110 кВ Орлино в нормальном режиме составит 20,42 МВА с учетом принятого деления сети 35 кВ. В ПАР отключения одного из трансформатора ПС 110 кВ Орлино нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 20,48 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанным значениям является трансформатор мощностью 25 МВА.

В ПАР отключения одного из трансформаторов ПС 110 кВ Батово (ПС 142) нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 88,77 % от $S_{\text{дн}}$.

Таким образом, для реализации вариантов развития сети необходимы следующие мероприятия:

Вариант № 1:

- 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 40 МВА каждый;

- реконструкция ПС 110 кВ Суйда (ПС 400) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Суйда – Кобрино (ВЛ 35 кВ Гатчинская-9) с увеличением пропускной способности;

- реконструкция ПС 35 кВ Кобрино (ПС К6) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Кобрино – Юбилейная (ВЛ 35 кВ Кобринская-1) с увеличением пропускной способности;

- реконструкция ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Вырица (110 кВ) – Кобрино с отпайкой на ПС Ухта (ВЛ 35 кВ Вырицкая-2) с увеличением пропускной способности;

- реконструкция ПС 35 кВ Кобрино (ПС К6) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Вырица (110 кВ) – Кобрино с отпайкой на ПС Ухта (ВЛ 35 кВ Вырицкая-2) с увеличением пропускной способности (рисунок 6).

Вариант № 2:

- реконструкция ПС 35 кВ Орлино (ПС Орл) с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

- строительство заходов ВЛ 110 кВ Белогорка – Пехенец (ВЛ 110 кВ Толмачевская-3) на ПС 110 кВ Орлино ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый;

- строительство заходов ВЛ 35 кВ Дружная Горка – Юбилейная с отпайкой на ПС Орлино (ВЛ 35 кВ Кобринская-2) на ПС 110 кВ Орлино ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый;

- демонтаж ПС 35 кВ Орлино (ПС Орл);

- демонтаж отпайки ВЛ 35 кВ Дружная Горка – Юбилейная с отпайкой на ПС Орлино (ВЛ 35 кВ Кобринская-2) ориентировочной протяженностью 0,05 км;

- установка АВР на ЛВ-35 кВ ВЛ 35 кВ Батово – Тяговая-12 с отпайкой на ПС Лампово (Батовская-2) на ПС 110 кВ Батово (ПС 142);

- установка АВР на СВ-35 кВ ПС 35 кВ Юбилейная (ПС Юб) (рисунок 7).

По результатам ТЭО, приведенным в 5.2, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 597,42 млн руб. (без НДС), по варианту № 2 – 2179,83 млн руб. (без НДС). Наиболее экономичным вариантом является вариант № 1.

С учетом вышеизложенного для реализации рекомендуется вариант с заменой на ПС 110 кВ Батово (ПС 142) 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 40 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

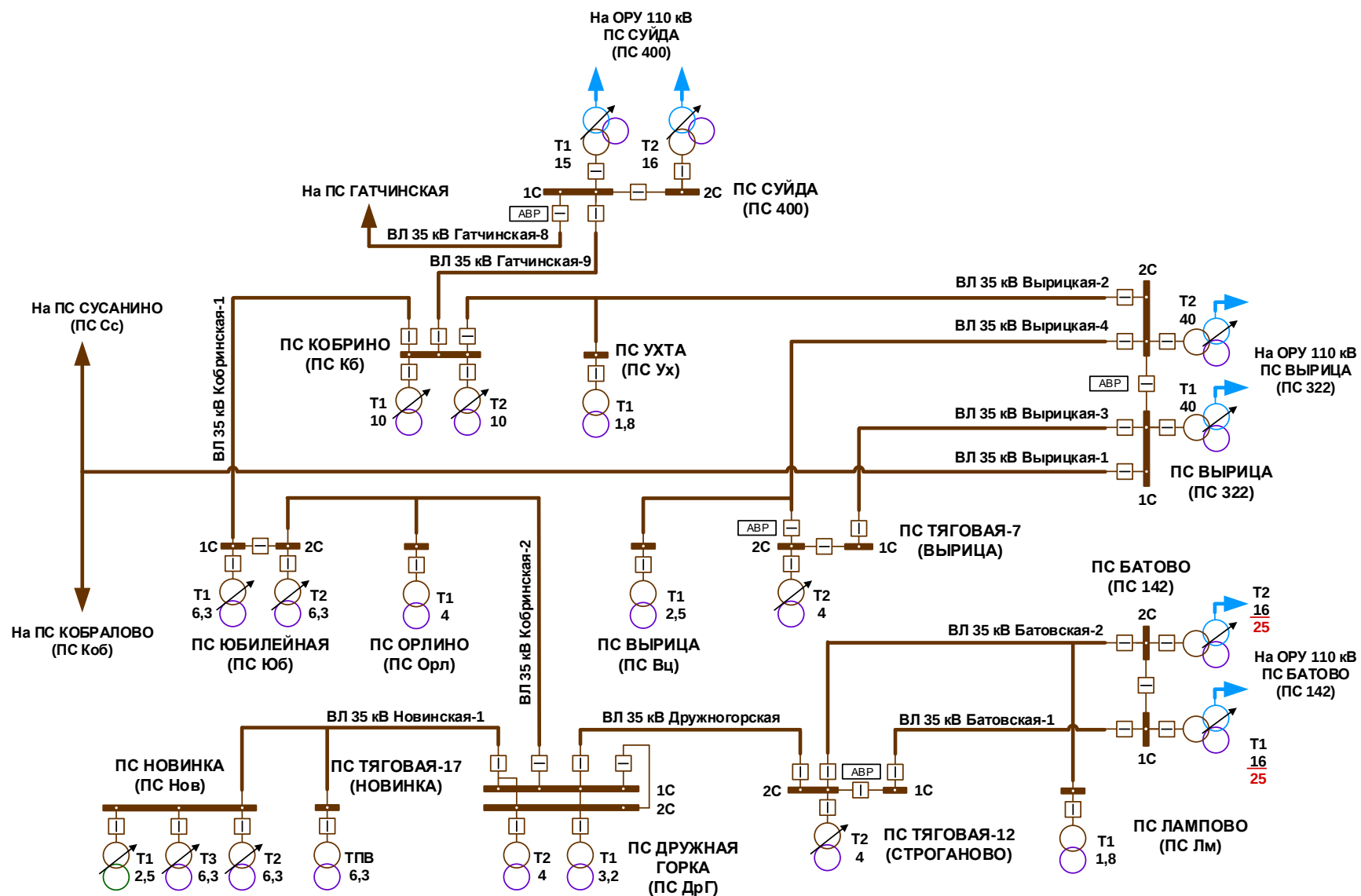


Рисунок 6 – Принципиальная схема сети, прилегающей к ПС 110 кВ Батово (ПС 142), по варианту № 1

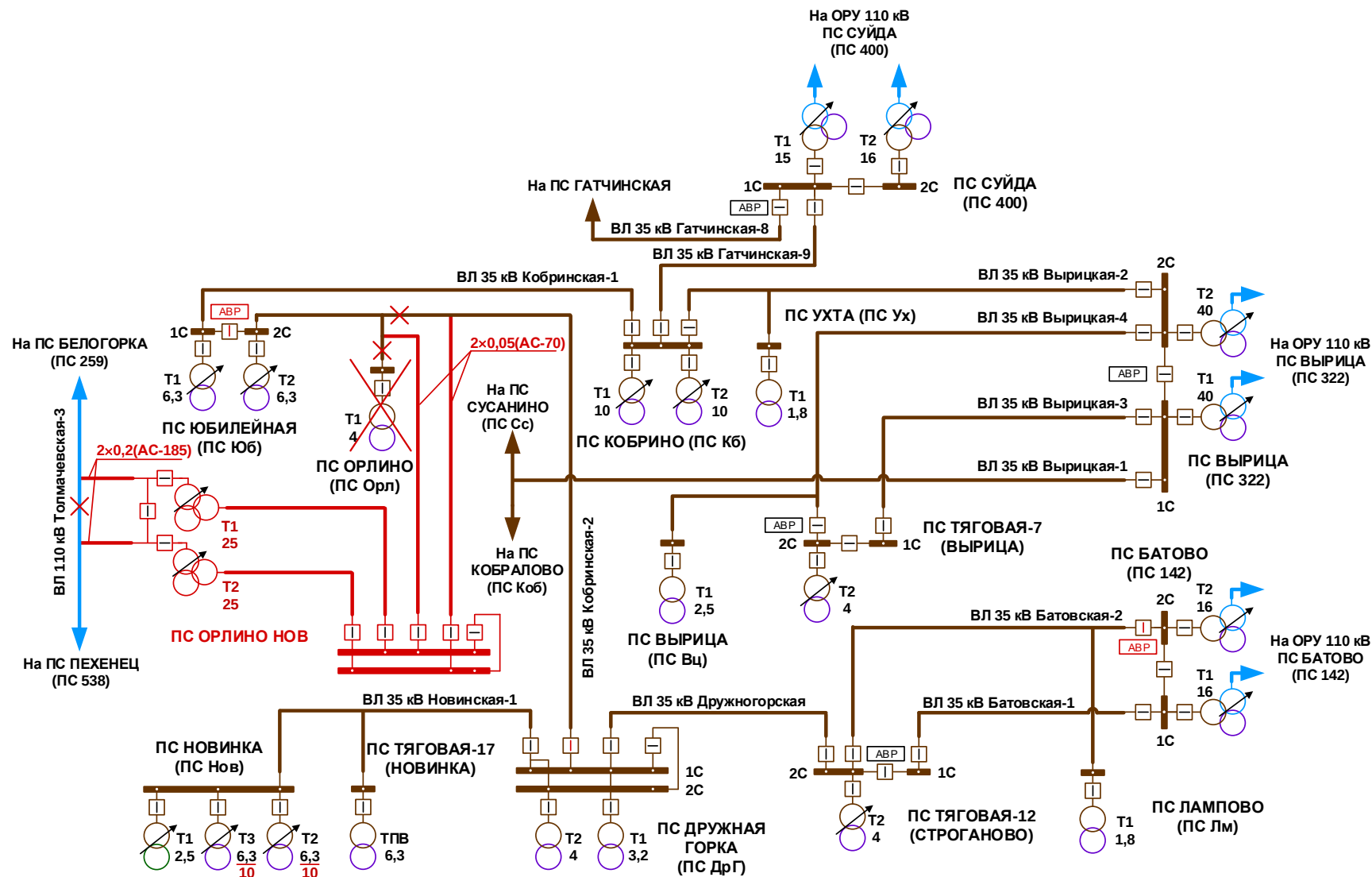


Рисунок 7 – Принципиальная схема сети, прилегающей к ПС 110 кВ Батово (ПС 142), по варианту № 2

ПС 110 кВ Велькота (ПС 306).

В настоящее время на ПС 110 кВ Велькота (ПС 306) установлен трансформатор Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА (год ввода – 1977). Принципиальная схема сети 35 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Велькота (ПС 306), представлена на рисунке 8. В таблице 17 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по ПС 110 кВ Велькота (ПС 306), в таблице 18 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период, в таблице 19 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

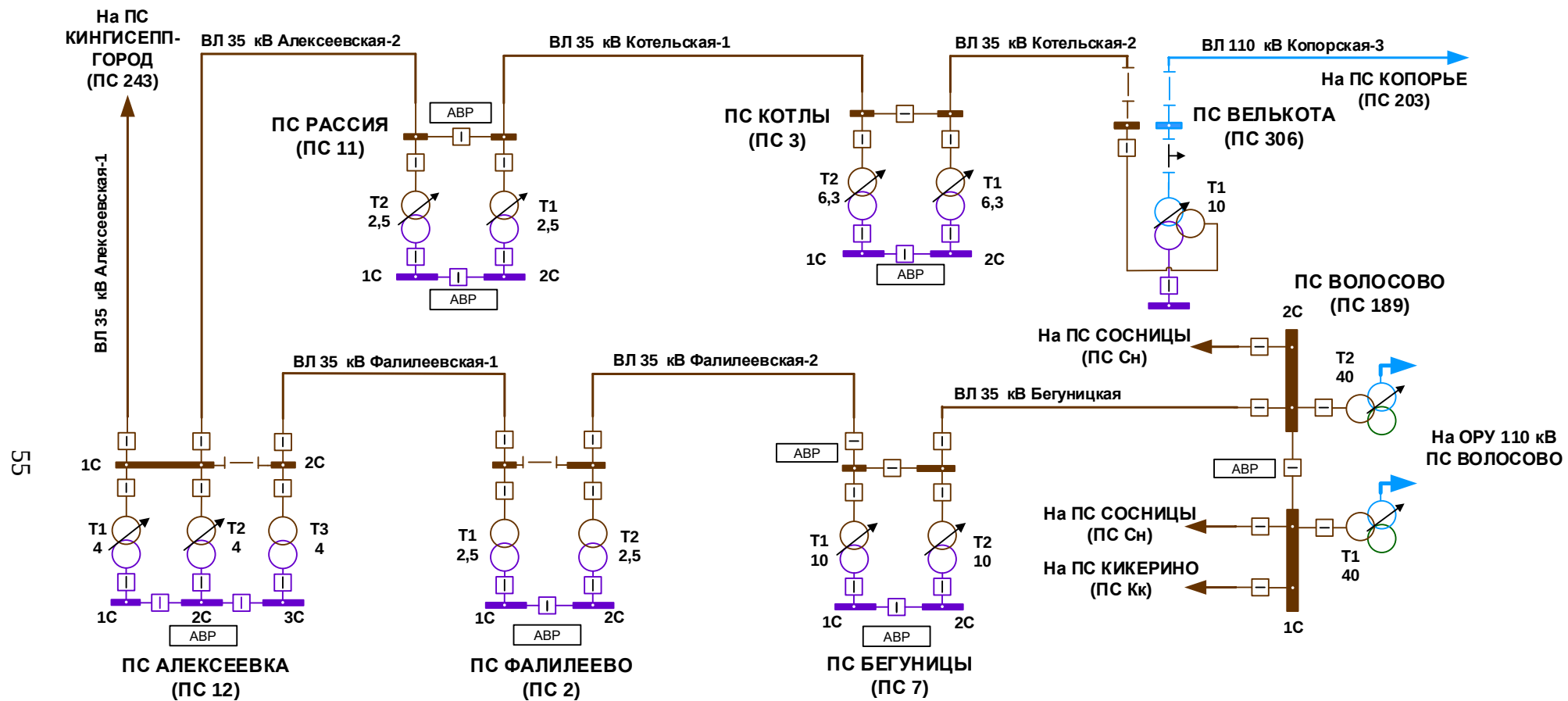


Рисунок 8 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ, прилегающей к PS 110 кВ Велькота (ПС 306), с учетом нормальных точек деления сети

Таблица 17 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Велькота (ПС 306)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	10	2,83	3,61	3,67	3,31	4,60	1,19	0	2,25	0	0,12	0

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при $T_{\text{НВ}}$, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Велькота (ПС 306)	T-1	ТДТН-10000/110-У1	1977	85	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	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Велькота (ПС 306)	2024 / зима	4,60	ПС 35 кВ Котлы (ПС 3)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,39	0	0,4	0,04	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65
				ПС 35 кВ Россия (ПС 11)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,4	0,002						

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 4,60 МВА, что не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 38,33 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,2 °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 0,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,05 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 4,60 + 0,05 + 0 - 0 = 4,65 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Велькота (ПС 306), и составляет 38,75 % от $S_{\text{дн}}$.

В зимнем режиме нагрузок при ТНВ -14,2 °С на уровне потребления контрольного замера 2024 года в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Кингисепп-город – Алексеевка (ВЛ 35 кВ Алексеевская-1) (включен СВ-35 кВ ПС 35 кВ Россия (ПС 11)) токовая нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Велькота (ПС 306) составит 15,02 МВА, что превышает ДДТН трансформатора на 125,17 %.

Для снижения загрузки Т-1 ПС 110 кВ Велькота (ПС 306) в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Кингисепп-город – Алексеевка (ВЛ 35 кВ Алексеевская-1) необходимо осуществить перевод питания ПС 35 кВ Бегуницы (ПС 7), ПС 35 кВ Фалилеево (ПС 2), ПС 35 кВ Алексеевка (ПС 12) и Т-2 ПС 35 кВ Россия (ПС 11) от ПС 110 кВ Волосово (ПС 189) путем включения ЛВ-35 кВ ВЛ 35 кВ Бегуницы – Фалилеево (ВЛ 35 кВ Фалилеевская-2) и размыкания СВ-35 кВ ПС 35 кВ Россия (ПС 11).

При этом нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Велькота (ПС 306) составит 4,60 МВА, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора, нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Волосово (ПС 189) составит 30,33 МВА, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора, напряжение в сети 35 кВ снижается ниже МДН (до 27,66 кВ). Для исключения снижения напряжения ниже МДН необходима установка БСК 35 кВ мощностью не менее 4 Мвар.

В летнем режиме нагрузок при ТНВ +17,6 °С на уровне потребления контрольного замера 2024 года в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Кингисепп-город – Алексеевка (ВЛ 35 кВ Алексеевская-1) при ремонте ВЛ 35 кВ Волосово – Бегуницы (ВЛ 35 кВ Бегуницкая-1) нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Велькота (ПС 306) составляет 9,86 МВА, что не превышает ДДТН трансформатора и составляет 93,73 % от $S_{\text{дн}}$. Напряжение в сети 35 кВ находится в области допустимых значений. Токовая нагрузка элементов сети не превышает допустимых значений.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (увеличение

трансформаторной мощности ПС 110 кВ Велькота (ПС 306) с заменой трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА).

Район 35 кВ Выскатка – Старополье – Осьмино.

В настоящее время электроснабжение района Выскатка – Старополье – Осьмино в нормальной схеме осуществляется от ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) и ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258), а в послеаварийных режимах также от ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379). В таблице 20 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 21 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов, в таблице 22 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Принципиальная схема района 35 кВ Выскатка – Старополье – Осьмино с указанием нормально отключенных сетевых элементов представлена на рисунке 9.

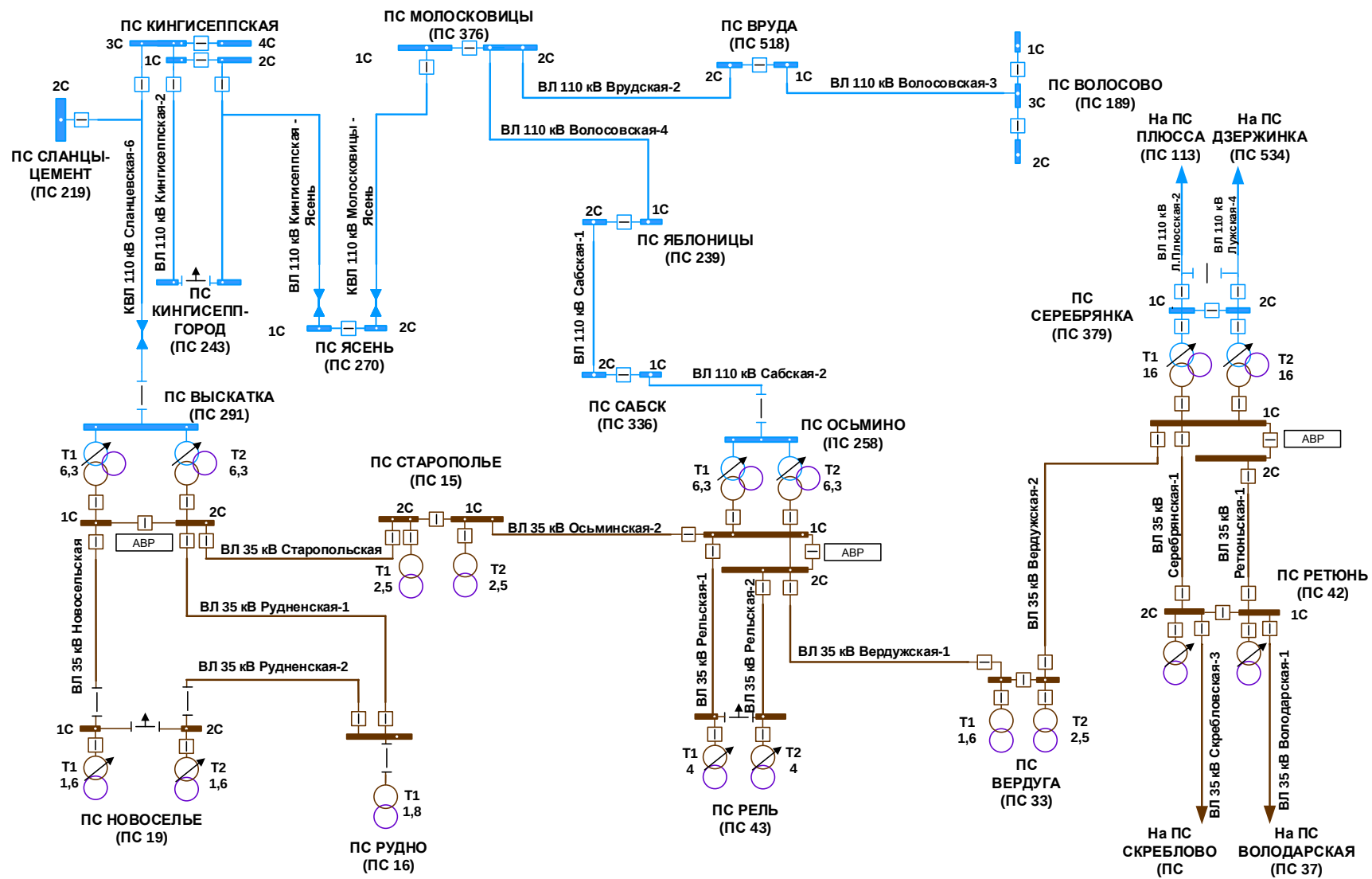


Рисунок 9 – Принципиальная схема района 35 кВ Выскатка – Старополье – Осьмино

Таблица 20 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	6,3	0,90	0,36	0,58	0,67	0,72 ¹⁾	0,31	0,23	0,31	0,30	0,30	0
			T-2	115/38,5/10,5	6,3	2,84	2,55	2,33	3,33	4,97 ¹⁾	1,40	3,61	2,16	2,01	2,07	
2	ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	6,3	1,80	1,80	1,56	1,71	2,57 ¹⁾	1,21	1,73	1,45	0,80	0,80	0
			T-2	115/38,5/10,5	6,3	1,18	1,02	0,71	1,69	3,69 ¹⁾	0,76	0,76	0,58	1,06	1,07	
3	ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	16	11,29	13,24	6,01	5,36	8,52 ¹⁾	8,23	8,14	9,82	6,32	3,22	0
			T-2	115/38,5/10,5	16	2,63	2,44	1,75	1,95	2,98 ¹⁾	1,8	2,28	1,42	1,12	1,12	
4	ПС 35 кВ Старополье (ПС 15)	35/10	T-1	35/11	2,5	0,64	0,60	0,46	0,72	0,54 ¹⁾	0,01	0,39	0,34	0,26	0,26	0
			T-2	35/11	2,5	1,68	1,38	0,69	1,33	2,63 ¹⁾	0,99	0,84	1,19	1,19	1,19	

Примечание – ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

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

№ 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 Выскатка (ПС 291)	T-1	ТМТН-6300/110-У1	1978	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110-У1	2014	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258)	T-1	ТМТН-6300/110-У1	1980	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110-У1	1998	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379)	T-1	ТДТН-16000/110-УХЛ1	2008	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-УХЛ1	1990	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 35 кВ Старополье (ПС 15)	T-1	ТМН-2500/35	1977	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-2500/35	1977	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

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

№ п/п	Наименование ПС	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291)	2024 / зима	5,69	ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,21	0	0,4	0,02	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73
				ПС 35 кВ Рудно (ПС 291)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,01	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Старополье (ПС 15)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,12	0	0,4	0,01						
2	ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258)	2024 / зима	6,26	ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,79	0	0,4–10	0,08	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39
				ПС 35 кВ Старополье (ПС 15)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,12	0	0,4	0,01						
				ПС 35 кВ Рель (ПС 43)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,23	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Вердуга (ПС 33)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,04	0	0,4	0,004						

№ п/п	Наименование ПС	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
3	ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379)	2024 / зима	11,50	ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,04	0	0,4	0,004	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60
				ПС 35 кВ Вердуга (ПС 33)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,04	0	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Ретюнь (ПС 42)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,04	0	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Володарская (ПС 37)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,13	0	0,4	0,01						
				ПС 35 кВ Торшковичи (ПС 41)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,25	0	0,4–10	0,02						
				ПС 35 кВ Скреблово (ПС 31)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,38	0	0,4	0,04						
4	ПС 35 кВ Старополье (ПС 15)	2024 / зима	3,17	ПС 35 кВ Старополье (ПС 15)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,23	0	0,4–10	0,023	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20

ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291).

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 5,69 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 75,26 % (72,25 %) от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -21,0 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (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 0,34 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 5,69 + 0,04 + 0 - 0 = 5,73 \text{ МВА.}$$

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291), и составляет 75,76 % (72,73 %) от $S_{ддн}$.

ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258).

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 6,26 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 82,80 % (79,49 %) от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -21,0 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (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 1,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,13 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 6,26 + 0,13 + 0 - 0 = 6,39 \text{ МВА.}$$

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 84,53 % (81,29 %) от $S_{\text{дн}}$.

ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379).

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая нагрузка в иной замер 2024 года составила 11,50 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 59,90 % (57,50 %) от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-1) при ТНВ -21,0 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (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 0,88 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,50 + 0,10 + 0 - 0 = 11,60 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), и составляет 60,41 % (57,99 %) от $S_{\text{дн}}$.

ПС 35 кВ Старополье (ПС 15).

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 3,17 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 20,76 %.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки для трансформаторов составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА и напряжением ниже 110 кВ).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,17 + 0,03 + 0 - 0 = 3,20 \text{ МВА.}$$

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 Старополье (ПС 15), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 21,74 % (без ТП превышение до 20,76 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) расчетный объем ГАО составит 0,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 3,20 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×2,5 МВА на 2×4 МВА.

В день иного замера при ТНВ -21,0 °С на уровне потребления 2024 года в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Молосковицы – Яблоницы (ВЛ 110 кВ Волосовская-4) в нормальной схеме с учетом включения СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) превышает $S_{\text{дн}}$ (7,875 МВА) на величину до 101,52 % и составляет 15,87 МВА. Токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Выскатка – Старополье (ВЛ 35 кВ Старопольская) превышает ДДТН и АДТН (200 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 7,5 % и составляет 215 А, токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Осьмино – Старополье (ВЛ 35 кВ Осьминская-2) превышает ДДТН и АДТН (150 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 8,0 % и составляет 162 А. Напряжение на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15), ПС 35 кВ Рель (ПС 43), ПС 35 кВ Вердуга (ПС 33) и шинах 10 кВ ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) ниже МДН.

Существует возможность перевода нагрузки 10 кВ ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) и ПС 35 кВ Рель (ПС 43) на питание от ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379). При этом нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) превысит $S_{\text{дн}}$ (7,875 МВА) на величину до 23,17 % и составит 9,70 МВА. Напряжение на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Рель (ПС 43) и шинах 10 кВ ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) ниже МДН.

В качестве мероприятия для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов сети 35 кВ района Выскатка – Старополье – Осьмино предусматривается включение в нормальном режиме СВ-35 кВ на ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291). Тогда в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Молосковицы – Яблоницы (ВЛ 110 кВ Волосовская-4) в нормальной схеме с учетом включения СВ-35 кВ ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) и СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) превышает $S_{\text{дн}}$ (7,56 МВА) на величину до 13,60 % и составляет 8,59 МВА, нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) превышает $S_{\text{дн}}$ (7,88 МВА) на величину до 11,72 % и составляет 8,80 МВА. Токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Выскатка – Старополье (ВЛ 35 кВ Старопольская) превышает ДДТН и АДТН (200 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 16,50 % и составляет 233 А, токовая

нагрузка ВЛ 35 кВ Осьмино – Старополье (ВЛ 35 кВ Осьминская-2) превышает ДДТН и АДТН (150 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 20,00 % и составляет 180 А. Напряжение на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15), ПС 35 кВ Рель (ПС 43), ПС 35 кВ Вердуга (ПС 33) и шинах 10 кВ ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) ниже МДН.

В день иного замера при ТНВ -21,0 °С на уровне потребления 2024 года в ПАР отключения КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Сланцы-Цемент II цепь с отпайкой на ПС Выскатка (КВЛ 110 кВ Сланцевская-6) в нормальной схеме с учетом включения СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) превышает $S_{\text{дн}}$ (7,56 МВА) на величину до 10,43 % и составляет 8,35 МВА.

В ПАР отключения КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Сланцы-Цемент II цепь с отпайкой на ПС Выскатка (КВЛ 110 кВ Сланцевская-6) в нормальной схеме с учетом включения СВ-35 кВ ПС 110 кВ Выскатка и СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) превышает $S_{\text{дн}}$ (7,56 МВА) на величину до 10,87 % и составляет 8,38 МВА.

В летнем режиме нагрузок при ТНВ +17,6 °С на уровне потребления контрольного замера 2024 года в ПАР отключения КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Сланцы-Цемент II цепь с отпайкой на ПС Выскатка (КВЛ 110 кВ Сланцевская-6) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Молосковицы – Яблоницы (ВЛ 110 кВ Волосовская-4) с учетом включения СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) и СВ-35 кВ ПС 35 кВ Вердуга (ПС 33) напряжение в районе 35 кВ Выскатка – Старополье – Осьмино ниже МДН. ВЛ 35 кВ Осьмино – Вердуга (ВЛ 35 кВ Вердужская-1) (40,43 км) выполнена проводами АС-35 и АС-50, в связи с чем на данном участке отмечаются значительные потери напряжения. Для обеспечения допустимых уровней напряжения необходима установка БСК мощностью не менее 7,6 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) и замена провода ВЛ 35 кВ Осьмино – Вердуга (ВЛ 35 кВ Вердужская-1) на провод АС-120, а также замена ТТ 35 кВ и ошиновки на ПС 35 кВ Вердуга (ПС 33) и ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258).

В ПАР отключения КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Ясень с отпайкой на ПС Кингисепп-город в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Волосово – Вруда (ВЛ 110 кВ Волосовская-3) с учетом включения СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) превышает $S_{\text{дн}}$ (7,875 МВА) на величину до 6,58 % и составляет 8,39 МВА.

В ПАР отключения КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Ясень с отпайкой на ПС Кингисепп-город в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Волосово – Вруда (ВЛ 110 кВ Волосовская-3) с учетом включения СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) и СВ-35 кВ ПС 110 кВ Выскатка нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) не превышает $S_{\text{дн}}$ (7,875 МВА) и составляет 53,81 % от $S_{\text{дн}}$.

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

- строительство ПС 110 кВ Старополье с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый;

- установка выключателей 110 кВ на ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) и ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258);

– присоединение ВЛ 35 кВ Выскатка – Старополье (ВЛ 35 кВ Старопольская) к РУ 110 кВ ПС 110 кВ Выскатка и ПС 110 кВ Старополье и ВЛ 35 кВ Осьмино – Старополье (ВЛ 35 кВ Осьминская-2) к РУ 110 кВ ПС 110 кВ Осьмино и ПС 110 кВ Старополье в габаритах 110 кВ;

– реконструкция ВЛ 35 кВ Осьмино – Вердуга (ВЛ 35 кВ Вердужская-1) ориентировочной протяженностью 40,4 км с увеличением пропускной способности.

В соответствии с оценкой сетевой организации величина капитальных затрат на реализацию мероприятий по реконструкции ПС 35 кВ Старополье с переводом на напряжение 110 кВ составит 1696,23 млн руб. (без НДС) в текущих ценах 2025 года.

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

В день иного замера при ТНВ -21,0 °С на уровне потребления 2024 года в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Молосковицы – Яблоницы (ВЛ 110 кВ Волосовская-4) в нормальной схеме с учетом включения СВ-35 кВ ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291), СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15), СВ-35 кВ ПС 35 кВ Вердуга (ПС 33), СВ-35 кВ ПС 35 кВ Рель (ПС 43), СВ-10 кВ ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) и установки БСК мощностью 7,6 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) не превышает $S_{\text{дн}}$ (7,56 МВА) и составляет 70,90 % от $S_{\text{дн}}$. Нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291) не превышает $S_{\text{дн}}$ (7,875 МВА) и составляет 69,61 % от $S_{\text{дн}}$.

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

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в день иного замера при ТНВ -21,0 °С на уровне потребления 2024 года в ПАР при отключении КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Сланцы-Цемент II цепь с отпайкой на ПС Выскатка (КВЛ 110 кВ Сланцевская-6) в нормальной схеме с учетом включения СВ-35 кВ ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) превышает $S_{\text{дн}}$ (7,56 МВА) на величину до 10,43 % и составляет 8,35 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой аварийной перегрузки (24 часа) при ТНВ -21,0 °С Т-1 ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) составляет 1,5 ($S_{\text{дн_24ч}} = 9,45$ МВА).

Таким образом, допустимо выполнить включение СВ-35 кВ на ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258) в течении 24 часов.

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

При этом в сети 35 кВ предлагается выполнить следующие мероприятия:

– замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Старополье (ПС 15) 2×2,5 МВА на 2×4 МВА;

– реконструкция ВЛ 35 кВ Осьмино – Вердуга (ВЛ 35 кВ Вердужская-1) ориентировочной протяженностью 40,4 км с увеличением пропускной способности;

– замена ТТ 35 кВ и ошиновки на ПС 35 кВ Вердуга (ПС 33) и ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258);

– установка БСК мощностью не менее 7,6 Мвар и выключателя на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258);

– включение в нормальном режиме СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Выскатка путем дооснащения устройствами РЗА района.

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 10.

В настоящий момент на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) установлен трансформатор Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА. В таблице 23 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), в таблице 24 приведены данные по допустимой длительной (без ограничений) перегрузке трансформатора на перспективный период, в таблице 25 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

Рисунок 10 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), с учетом нормальных точек деления сети

Таблица 23 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	110/35/10	T-1	115/38,5/10,5	10	7,53	8,67	6,33	14,2	17,71	0	6,19	3,22	6,21	8,36	0

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

Таблица 24 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1980	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 25 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	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										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	2024 / зима	17,71	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,01	0	0,4–10	0,30	19,23	19,23	19,23	19,23	19,23	19,23
				ПС 35 кВ Дятлицы (ПС Дт)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,43	0	0,4–10	0,14						
				ПС 35 кВ Пламя (ПС Пм)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,47	0	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Пламя (ПС Пм)	ООО «ДЕРЕВООБРАБОТКА»	03.06.2022	22-034085-101-032	2025	1,0 (0,50) ¹⁾	0	6–10	0,45						
				ПС 35 кВ Пламя (ПС Пм)	Акционерное общество «ОДК-СЕРВИС»	09.08.2023	23-033277-101-032	2025	2,42 (0,60) ¹⁾	0	0,4	0,42						

Примечание – ¹⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) и ПС 330 кВ Гатчинская, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) учитывается часть заявленной мощности.

Согласно данным в таблицах 23, 24 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 17,71 МВА. Нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 47,58 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -14,2 °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 6,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,52 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,71 + 1,52 + 0 - 0 = 19,23 \text{ МВА.}$$

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 Гостилицы (ПС 344), на величину до 60,25 % (без ТП превышение до 47,58 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГВО составит 7,23 МВА.

В зимнем режиме нагрузок при ТНВ -14,2 °С на уровне потребления контрольного замера 2024 года в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Университет – Спиринская (ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1) 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 $S_{\text{длн}}$ (12 МВА) на величину до 150,58 % и составляет 30,07 МВА; токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гостилицы – Спиринская с отпайкой на ПС Гостилицы 35 кВ (ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2) превышает ДДТН и АДТН (150 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 11,3 % и составляет 167 А.

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

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2031 года в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Университет – Спиринская (ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1) 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 $S_{\text{длн}}$ (12 МВА) на величину до 164,67 % и составляет 31,76 МВА; токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гостилицы – Спиринская с отпайкой на ПС Гостилицы 35 кВ (ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2) превышает ДДТН и АДТН (150 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 11,4 % и составляет 167 А.

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

Существует возможность перевода нагрузки ПС 35 кВ Дятлицы, ПС 35 кВ Пламя на питание от ПС 330 кВ Гатчинская, при этом нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) превышает $S_{\text{дн}}$ (12 МВА) на величину до 92,0 % и составляет 23,04 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 с режимом работы 110/35 кВ, при этом трансформатор Т-1 предполагается оставить в режиме работы 110/10 кВ.

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2031 года в ПАР отключения ВЛ 35 кВ Университет – Спиринская (ВЛ 35 кВ Гостилицкая-1) с учетом включения В-35 кВ ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) составляет 19,48 МВА; токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гостилицы – Спиринская с отпайкой на ПС Гостилицы 35 кВ (ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2) превышает ДДТН и АДТН (150 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 10,8 % и составляет 166 А. С учетом 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 составляет 11,04 МВА.

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2031 года в ПАР отключения Т-1 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) составляет 20,09 МВА. С учетом 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 составляет 11,64 МВА.

Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

- вариант № 1: замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА (рисунок 11);

- 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 12).

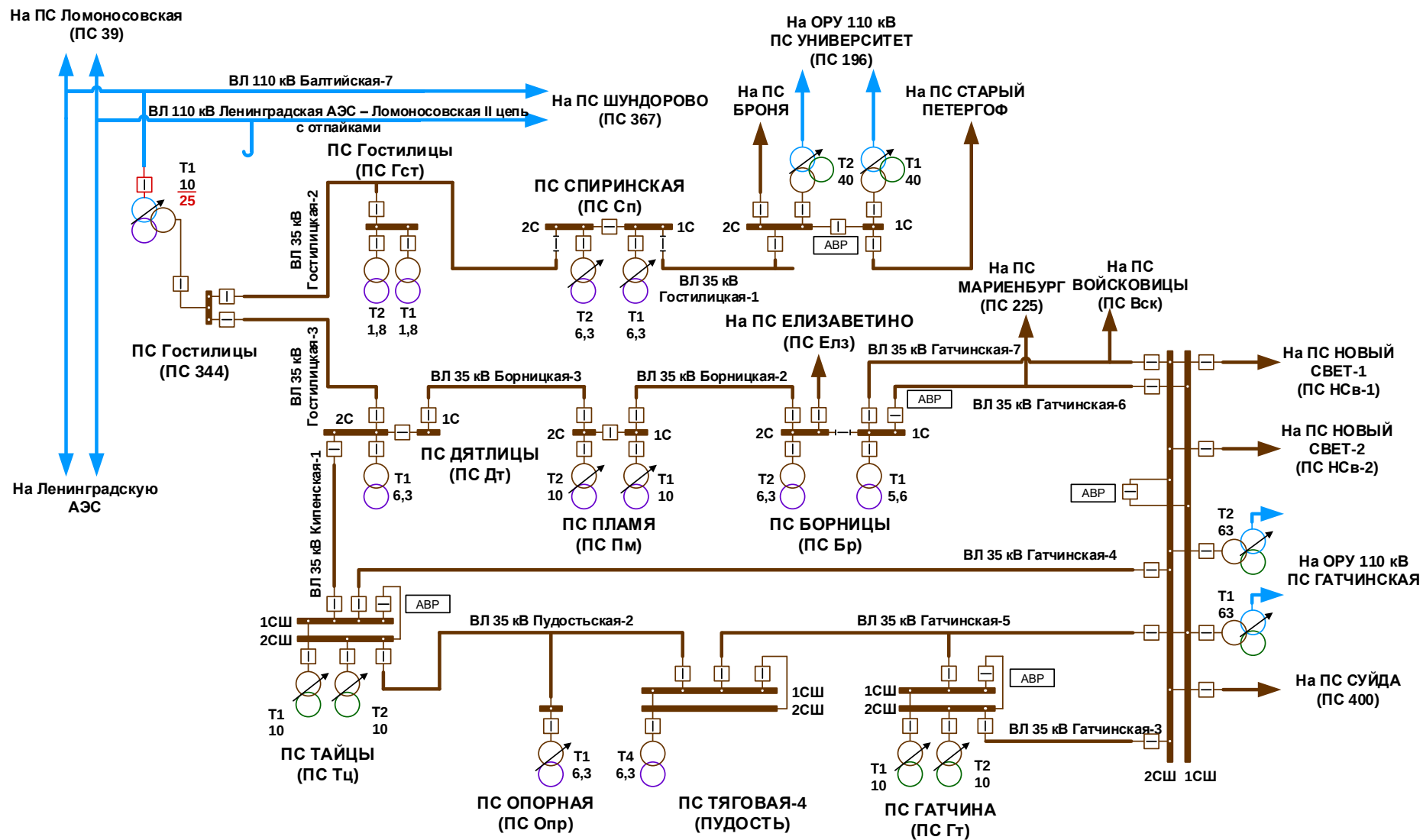


Рисунок 11 – Вариант № 1 реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)

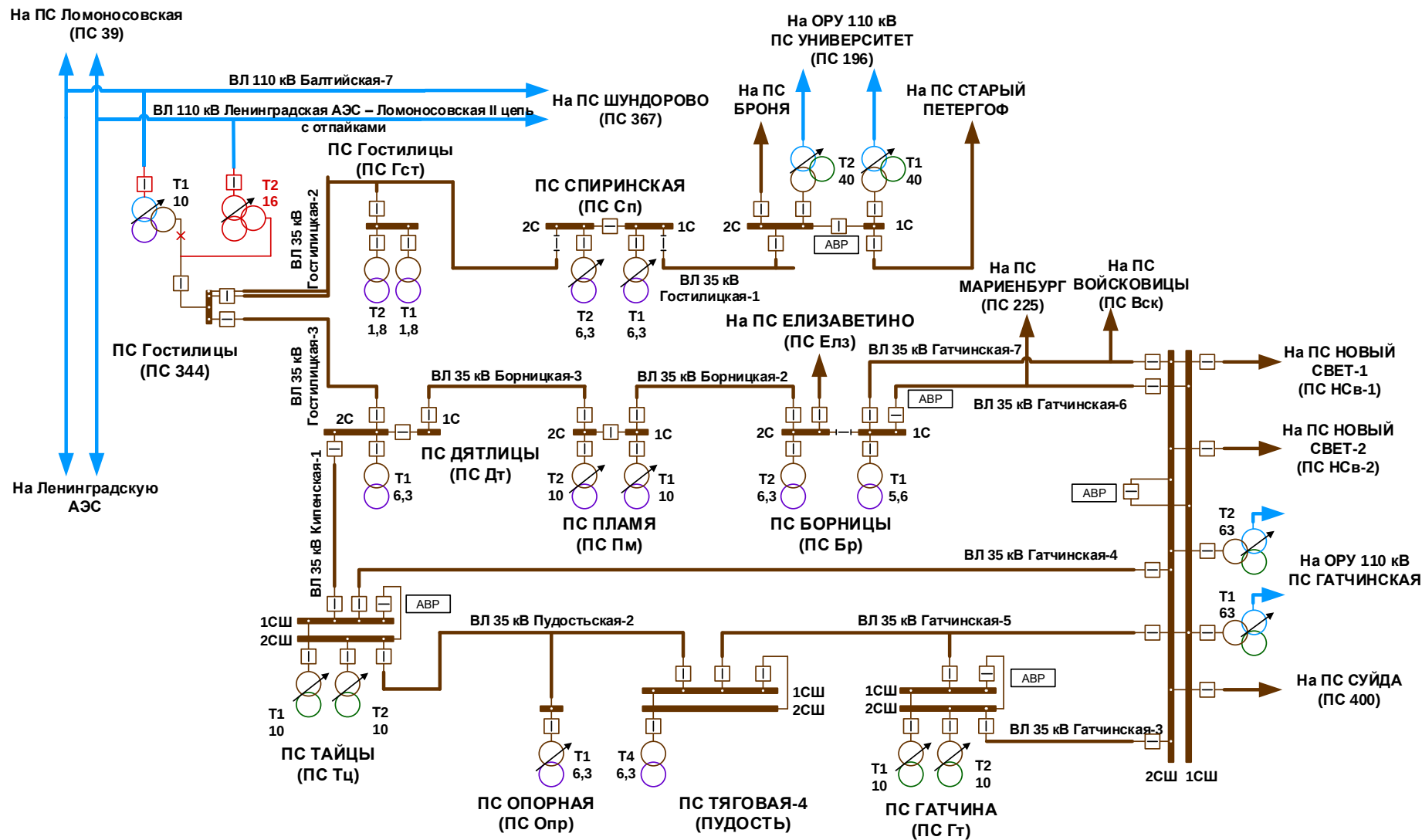


Рисунок 12 – Вариант № 2 реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)

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

По результатам ТЭО, приведенным в 5.3, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 в части замены существующего трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА составляют 384 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 – 497,60 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-1110/35/10 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) – 2025 год.

Строительство ПС 110 кВ Агалатово.

В настоящее время на ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) установлены два трансформатора 35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый. Принципиальная схема сети 35 кВ, прилегающей к ПС 35 кВ Касимово (ПС 607), представлена на рисунке 13. В таблице 26 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по ПС 35 кВ Касимово, в таблице 27 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов, в таблице 28 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

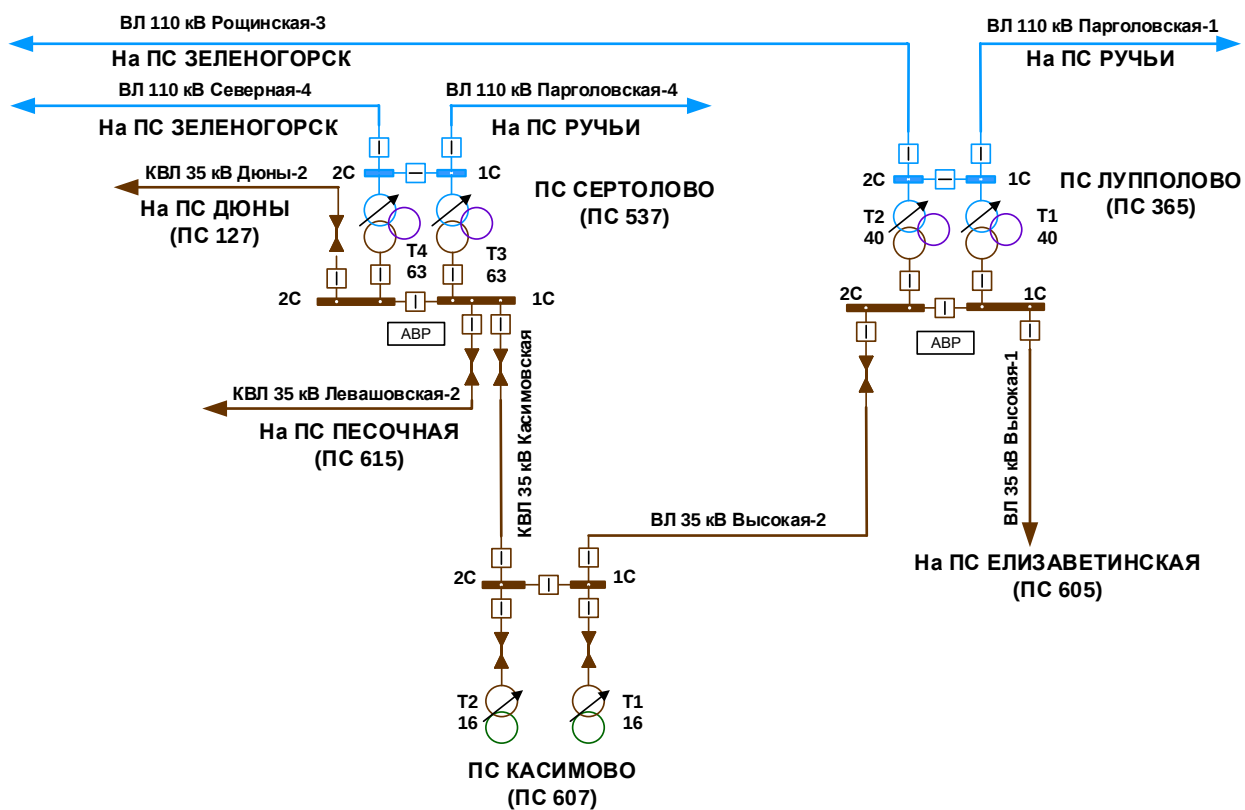


Рисунок 13 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ, прилегающей к ПС 35 кВ Касимово (ПС 607), с учетом нормальных точек деления сети

Таблица 26 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	35	Т-1	36,75/6,3	16	9,30	7,92	11,33	8,58	12,11	4,62	4,19	5,96	5,77	3,93	0
			Т-2	36,75/6,3	16	10,01	10,40	9,19	11,10	15,38	4,34	4,29	4,99	3,50	6,96	

Таблица 27 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ 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 Касимово (ПС 607)	Т-1	ТДНС-16000/35/6	2010	63	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТДНС-16000/35/6	2010	63	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 28 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	2024 / зима	27,49	ПС 35 кВ Касимово (ПС 607)	ООО «СЗ «Охта»	07.03.2023	23-006795-100-046	2025	2,07	0	0,4	0,83	29,46	29,46	29,46	29,46	29,46	29,46
				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			2025	5,55	0	0,4–10	0,55						

Согласно данным в таблицах 26, 27 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 27,49 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 63,63 %.

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 9,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,97 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.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,49 + 1,97 + 0 - 0 = 29,46 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Касимово (ПС 607), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 75,37 % (без ТП превышение до 63,63 %).

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 12,66 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 29,46 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 на 2×40.

Электроснабжение ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) осуществляется по КВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово (КВЛ 35 кВ Касимовская) и ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (ВЛ 35 кВ Высокая-2).

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2024 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 и АДТН (394 А) и составляет 463 А. В ПАР отключения КВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово (КВЛ 35 кВ Касимовская) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (ВЛ 35 кВ Высокая-2) превышает ДДТН и АДТН (394 А) и составляет 462 А.

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

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2031 года при ТНВ -25 °С 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 и АДТН (394 А) и составляет 415 А; в ПАР отключения КВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово (КВЛ 35 кВ Касимовская) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (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 2031 года при ТНВ +5 °С 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 и АДТН (388 А) и составляет 445 А; в ПАР отключения КВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово (КВЛ 35 кВ Касимовская) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (ВЛ 35 кВ Высокая-2) также превышает ДДТН и АДТН (388 А) и составляет 444 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 (КВЛ 35 кВ Касимовская) и ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово (ВЛ 35 кВ Высокая-2) в послеаварийном режиме рассмотрены следующие варианты:

– вариант № 1: развитие электрической сети 110 кВ. Вариант предполагает строительство новой ПС 110 кВ Агалатово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и 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 Рошинская-3) до ПС 110 кВ Агалатово (рисунок 14);

– вариант № 2: развитие электрической сети 35 кВ. Вариант предполагает строительство новой площадки ПС 35 кВ Касимово (ПС 607) с двумя трансформаторами 35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и строительством новых ВЛ 35 кВ Сертолово – Касимово и ВЛ 35 кВ Лупполово – Касимово большей пропускной способности (рисунок 15).

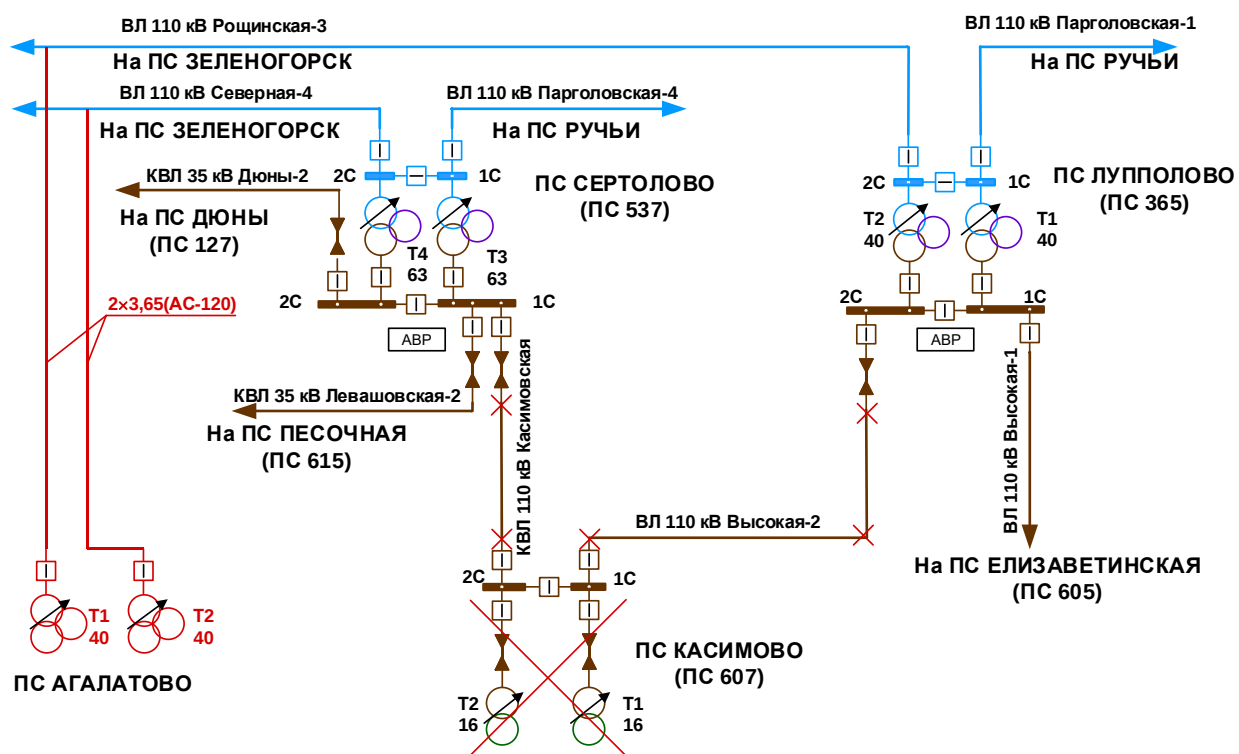


Рисунок 14 – Вариант № 1 реконструкции ПС 35 кВ Касимово

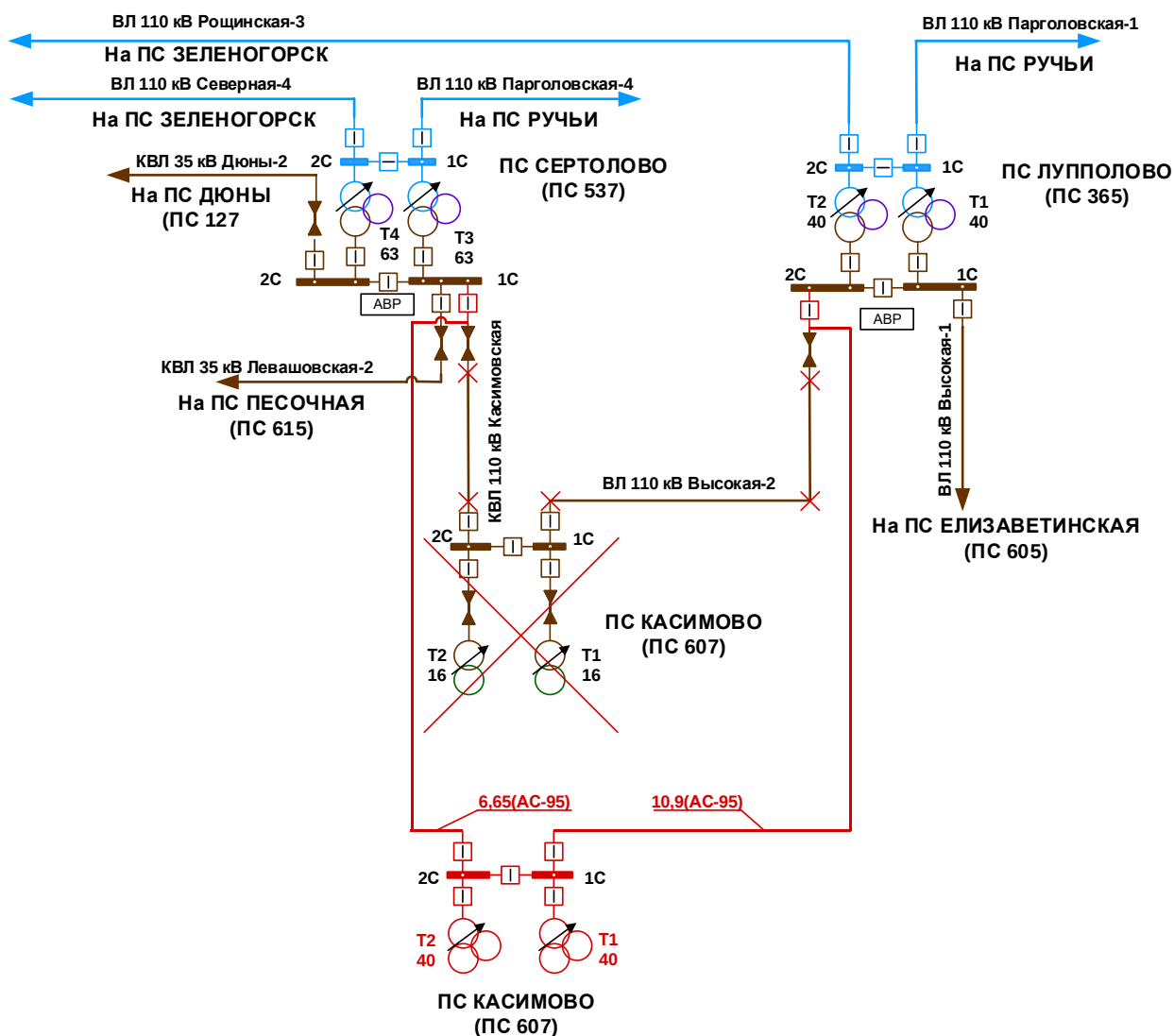


Рисунок 15 – Вариант № 2 реконструкции ПС 35 кВ Касимово

В соответствии с оценкой сетевой организации величина капитальных затрат на реализацию мероприятий по варианту № 1 составит 1510,34 млн руб. (без НДС), а на реализацию мероприятий по варианту № 2 – 1663,59 млн руб. (без НДС) в текущих ценах 2025 года.

В результате сравнения предложенных вариантов по критерию минимума капитальных затрат для реализации рекомендуется вариант № 1.

С учетом вышеизложенного для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется строительство ПС 110 кВ Агалатово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и 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 Рощинская-3) до ПС 110 кВ Агалатово.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Район 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 16. В таблице 29 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 30 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов, в таблице 31 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

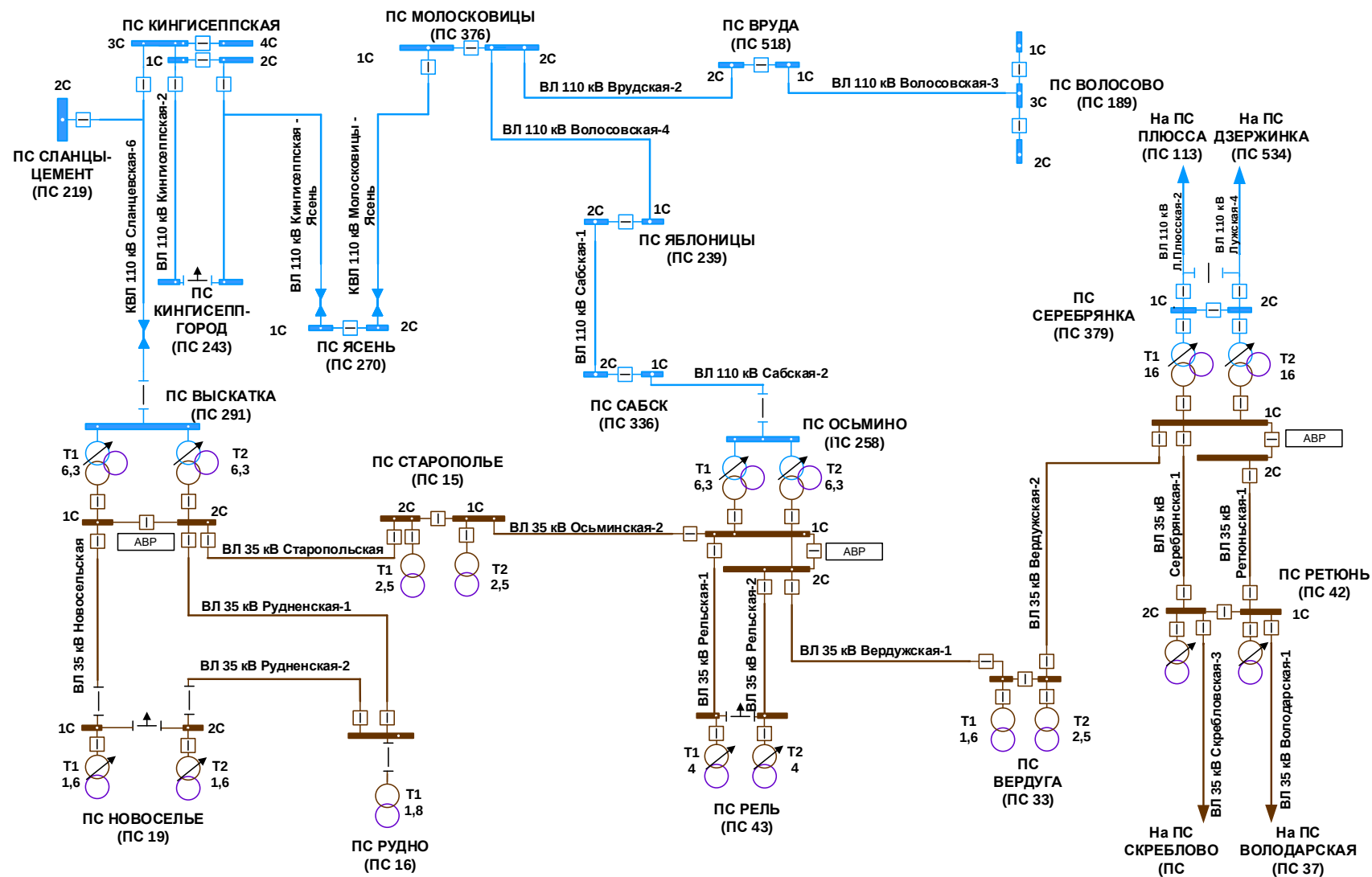


Рисунок 16 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) – ПС 35 кВ Калининская – ПС 35 кВ Кондратьевская с учетом нормальных точек деления сети

Таблица 29 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 35 кВ Кондратьевская	35	T-1	38,5/10,5	6,3	2,77	2,85	2,85	2,74	2,96	1,05	1,47	1,68	1,07	1,05	0
			T-2	38,5/10,5	6,3	1,19	0,43	1,3	1,21	0,88	0,54	0,4	0,61	0,46	0,52	
2	ПС 35 кВ Калининская	35	T-1	38,5/6,3	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			T-2	38,5/6,3	10	7,04	6,06	7,33	6,29	9,01	3,25	3,22	3,04	3,03	3,29	0
			T-3	38,5/10,5	6,3	3,41	3,77	3,43	3,68	4,63	1,87	1,66	1,79	1,78	2,25	0
3	ПС 110 кВ Выборг-Районная (ПС 26)	110	T-1	115/38,5/10,5	40	9,5	7,24	9,03	8,7	9,28	6,54	4,56	5,24	8,46	5,09	0
			T-2	115/38,5/10,5	40	31,76	26,56	25,24	30,96	43,56	16,98	17,97	16,14	10,58	17,91	

Таблица 30 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{НВ} , °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	ТМН-6300/35/6	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-40000/110-78У1	1988	99	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110-78У!	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 31 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Выборг-Районная (ПС 26)	2024 / зима	52,88	ПС 35 кВ Гавриловская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,11	0	0,4	0,01	53,21	53,21	53,21	53,21	53,21	53,21
				ПС 35 кВ Гончаровская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,40	0	0,4	0,04						
				ПС 35 кВ Житковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,75	0	0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Калининская (10 кВ)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,18	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Калининская (6 кВ)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,29	0	0,4	0,03						
				ПС 35 кВ Кондратьевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,08	0	0,4	0,01						
				ПС 110 кВ Перовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,14	0	0,4	0,11						

ПС 35 кВ Кондратьевская.

Согласно данным в таблицах 29, 30 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года составила 3,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 58,05 % от $S_{\text{дн}}$.

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 0,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,84 + 0,01 + 0 - 0 = 3,85 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Кондратьевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 58,19 % от $S_{\text{дн}}$.

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 таблицах 29, 30 фактическая максимальная нагрузка трансформатора Т-2 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 9,01 МВА, что не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 85,81 % от $S_{\text{дн}}$. Максимальная нагрузка трансформатора Т-3 составила 4,63 МВА, что не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 70,00 % от $S_{\text{дн}}$.

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 0,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,01 + 0,03 + 0 - 0 = 9,04 \text{ МВА},$$

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 4,63 + 0,02 + 0 - 0 = 4,65 \text{ МВА}.$$

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-2 ПС 35 кВ Калининская, и составляет 86,11 % от $S_{\text{длн}}$.

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 $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 ПС 35 кВ Калининская, и составляет 70,29 % от $S_{\text{длн}}$.

ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26).

Согласно данным в таблицах 29, 30 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 52,88 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 10,17 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,2 °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 к ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,33 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52,88 + 0,33 + 0 - 0 = 53,21 \text{ МВА}.$$

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 Выборг-районная (ПС 26), оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 10,85 % (без ТП превышение до 10,17 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) расчетный объем ГАО составит 5,21 МВА.

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2031 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 1,04 % и составляет 311 А. 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 (300 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 1,04 % и составляет 312 А. Необходима замена ТТ ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская (ВЛ 35 кВ Калининская) на ПС 35 кВ Калининская.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений предлагается выполнить 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 Выборг-Южная – Перововская с отпайкой на Выборг-районная (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1) с ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) на ПС 110 кВ Выборг-Южная (ПС 159). В этом случае в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 84,75 % от $S_{\text{дн}}$.

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.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (строительство ПС 110 кВ Кондратьевская с установкой трансформаторов Т1 110/10 кВ 6,3 МВА и Т2 110/35/10 кВ 16 МВА).

Строительство ПС 110 кВ Лайдака.

Согласно данным ПАО «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 17.

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 32 представлены данные контрольного замера за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 33 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 34 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

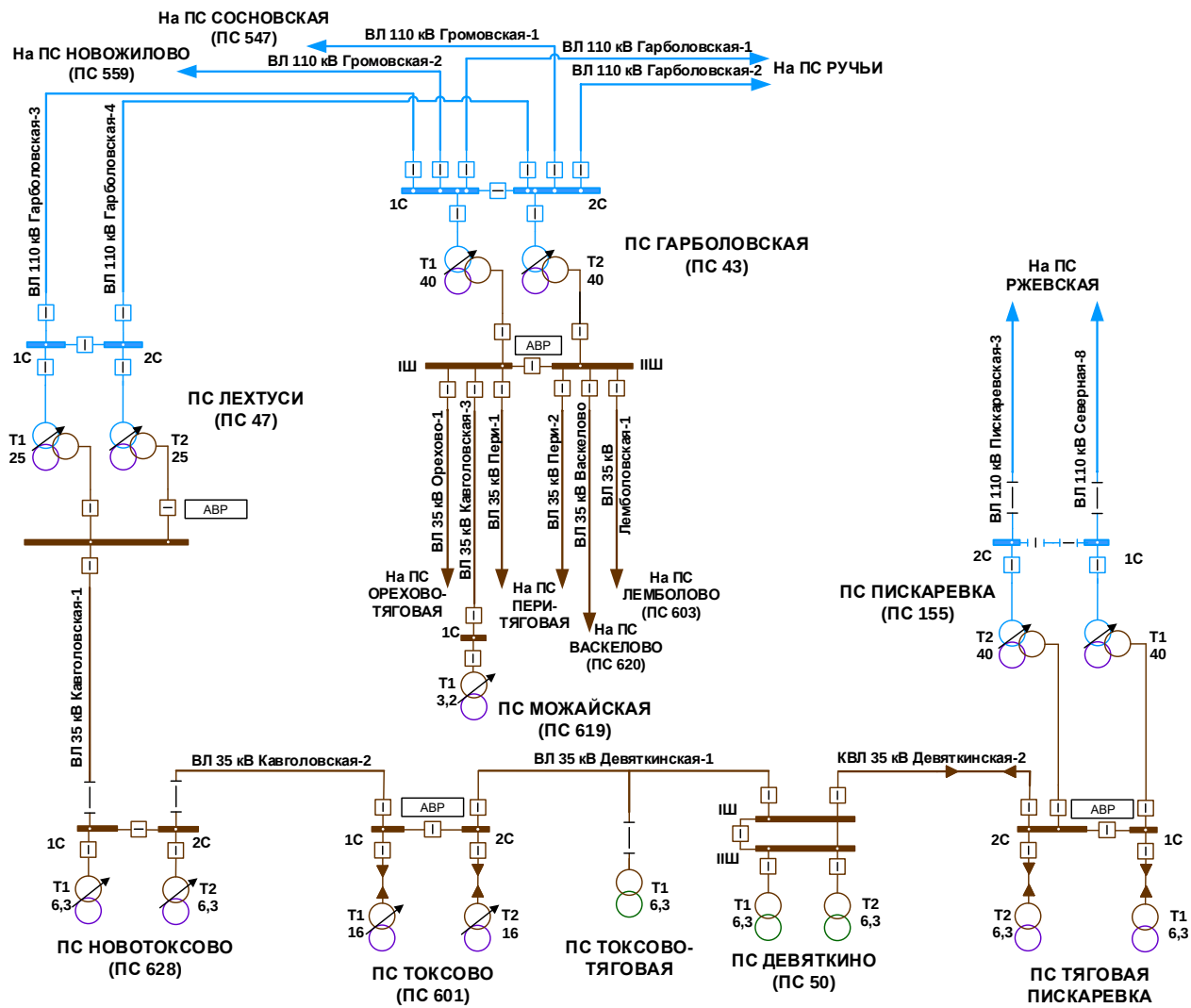


Рисунок 17 – Принципиальная существующая схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) – ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) – ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) – ПС 35 кВ Токсово-тяговая – ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50) – ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) с учетом нормальных точек раздела сети

Таблица 32 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50)	35	Т-1	35/6,3	6,3	1,49	1,48	0,9	0,40	1,62 ¹⁾	0,66	0,16	0,81	0,17	0,35	0
			Т-2	35/6,3	6,3	1,15	1,19	2,05	2,24	1,42 ¹⁾	0,64	0,13	0,7	1,32	1,41	
2	ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	35	Т-1	35/10,5	6,3	2,05	2,51	2,48	2,68	6,68 ¹⁾	0,94	1,12	1,02	1,45	1,05	0
			Т-2	35/10,5	6,3	4,69	3,33	5,35	5,02	5,73 ¹⁾	2,25	2,85	2,68	2,49	2,04	
3	ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155)	110	Т-1	115/38,5/10,5	40	11,63	12,23	13,42	11,73	24,23 ¹⁾	8,18	10,53	30,92	15,5	24,37	0
			Т-2	115/38,5/10,5	40	15,74	26,55	16,98	36,38	28,61 ¹⁾	13,15	14,87	0	0	0,00	
4	ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	35	Т-1	35/10,5	16	6,74	6,34	6,99	6,07	10,06 ¹⁾	2,43	2,39	0	2,48	3,78	0
			Т-2	35/10,5	16	5,47	7,02	6,75	6,25	7,36 ¹⁾	3,43	3,27	6,66	2,90	2,44	
5	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	110/35/10	Т-1	115/38,5/10,5	40	16,04	13,52	16,12	27,07	40,88 ¹⁾	9,43	7,60	10,87	6,54	12,20	0
			Т-2	115/38,5/10,5	40	30,05	27,26	29,29	13,85	28,47 ¹⁾	14,65	13,87	16,67	13,23	14,49	

Примечание – ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

Таблица 33 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ 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)	Т-1	ТМН-6300/35	1987	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-6300/35	2011	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	Т-1	ТМН-6300/35	1989	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-6300/35	2008	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3	ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155)	Т-1	ТДТН-40000/110	2012	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110	1993	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	Т-1	ТДНС-16000/35	2012	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТДНС-16000/35	2016	н/д	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
5	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	Т-1	ТДТН-40000/110	1968	66	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110	2007	66	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 34 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	2024 / зима	12,41	ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,67	0	0,4–10	0,27	12,71	12,71	12,71	12,71	12,71	12,71
2	ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155)	2024 / зима	52,84	ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155)	ООО «СЗ «Мечникова»	24.05.2024	24-017533-100-142	2026	1,54 (0,77) ¹⁾	0	0,4	0,31	54,22	54,22	54,22	54,22	54,22	54,22
				ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,92	0	0,4	0,19						
				ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	МП «ВПЭС»	10.07.2023	23-029729-161-046	2025	1,80 (0,90) ²⁾	0	6–10	0,63						
				ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,22 (0,61) ²⁾	0	0,4–10	0,06						
				ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,50	0	0,4	0,05						
3	ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	2024 / зима	17,42	ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,22	0	0,4–10	0,12	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96	18,96
				ПС 35 кВ Токсово (ПС 601)	МП «ВПЭС»	10.07.2023	23-029729-161-046	2025	1,80	0	6–10	1,26						

№ п/п	Наименование ПС	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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
4	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	2024 / зима	69,35	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	АО «НИИ «ВЕКТОР»	17.09.2024	24-032172-101-046	2025	1,0 (0,5) ³⁾	0	6–10	0,7 (0,35) ³⁾	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59	71,59
				ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,00	0,03	0,4	0,30						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	АО «НИИ «ВЕКТОР»	17.09.2024	24-032172-101-046	2025	1,0 (0,25) ³⁾	0	6–10	0,7 (0,18) ³⁾						
				ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,05	0	0,4–10	0,10						
				ПС 35 кВ Красноборская (ПС 606)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,22	0	0,4	0,42						
				ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603)	ГУП «ТЭК СПб»	19.03.2024	23-074566-101-046	2026	0,90	0,19	6–10	0,14						
				ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,69	0	0,4–10	0,47						
				ПС 35 кВ Пери-тяговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Орехово-тяговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,45	0	0,4	0,05						
5	ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50)	2024 / зима	3,04	ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,50	0	0,4	0,05	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10

Примечания

1 ¹⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) и ПС 110 кВ Завод Либкнехта (ПС 93), таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) учитывается часть заявленной мощности.

2 ²⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) и ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47), таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) учитывается часть заявленной мощности.

3 ³⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) и ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620), таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) учитывается часть заявленной мощности.

ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628).

Согласно данным в таблицах 32, 33, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 12,41 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 87,60 %.

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 2,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,30 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,41 + 0,30 + 0 - 0 = 12,71 \text{ МВА.}$$

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 Т-2 (Т-1), на величину до 92,14 % (без ТП превышение до 87,60 %).

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 6,10 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,71 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

ПС 35 кВ Токсово (ПС 601).

Согласно данным в таблицах 32, 33, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 17,42 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 3,69 %.

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 3,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,54 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,42 + 1,54 + 0 - 0 = 18,96 \text{ МВА.}$$

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 35 кВ Токсово (ПС 601), оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 12,83 % (без ТП превышение до 3,69 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) расчетный объем ГАО составит 2,16 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,96 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. 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.

ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155).

Согласно данным в таблицах 32, 33, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 52,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 10,08 % (5,68 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -21,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,70 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,38 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52,84 + 1,38 + 0 - 0 = 54,22 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{дн}}$, 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 12,96 % (8,44 %) (без ТП превышение до 10,08 % (5,68 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) расчетный объем ГАО составит 6,22 МВА (4,22 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 54,22 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.

В зимнем режиме нагрузок при ТНВ -21,0 °С на уровне потребления иного замера 2024 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 (ВЛ 35 кВ Девяткинская-1) превышает ДДТН и АДТН (406 А и 447 А соответственно при ТНВ -21 °С, ограничивающий элемент – провод) на величину до 49 % и 35,3 % соответственно и составляет 605 А; токовая нагрузка КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) превышает ДДТН и АДТН (441 А и 545 А соответственно при ТНВ -21 °С, ограничивающий элемент – ошиновка, провод, КЛ) на величину до 49 % и 20,6 % соответственно и составляет 657 А; нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) превышает $S_{\text{дн}}$ (48 МВА) на величину до 19,17 % и составляет 57,2 МВА.

В ПАР отключения КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Лехтуси – Новотоксово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-1) превышает ДДТН и АДТН (508 А и 559 А соответственно при ТНВ -21 °С, ограничивающий элемент – ошиновка) на величину до 12,0 % и 1,8 % соответственно и составляет 569 А; токовая нагрузка В 35 кВ Т-1 ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) превышает ДДТН при ТНВ -21 °С и составляет 569 А. По данным ПАО «Россети Ленэнерго» собственником ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) введена уставка 275 А на В 35 кВ Т-1 и Т-2, действующая на отключение нагрузки 35 кВ.

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

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

Вариант № 1.

Строительство новой ПС 110/35/10 кВ Лайдака с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ 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).

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2031 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.

Расчетная нагрузка ПС 110 кВ Лайдака в нормальном режиме составит 24,26 МВА с учетом деления сети 35 кВ на СВ 35 кВ ПС 35 кВ Токсово (ПС 601).

В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лайдака нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) составляет – 25,44 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанным значениям является трансформатор мощностью 40 МВА.

В ПАР отключения одного из трансформаторов ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает длительно допустимую и аварийно допустимую нагрузки (48 МВА и 64 МВА при ТНВ -25 °С соответственно) на величины до 52,21 % и 14,16 % соответственно и составляет 73,06 МВА. Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. Рекомендуются выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×80 МВА.

В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{длн}}$ (48 МВА (50 МВА)) и составляет 90,07 % (86,47 %) от $S_{\text{длн}}$ – 43,23 МВА. Необходимость реализации мероприятий по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) отсутствует.

Вариант № 2.

Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-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.

По варианту № 2 раздел сети 35 кВ предусматривается выполнить на В-35 кВ ЛКВг-2 (Кавголовская-2) на ПС 35 кВ Токсово (ПС 601).

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Лехтуси – Новотоксово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-1) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) не превышает ДДТН (400 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ) и составляет 55,8 % от ДДТН – 223 А; загрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) превышает $S_{\text{длн}}$ (48 МВА) на величину до 15,72 % от $S_{\text{длн}}$ и составляет – 55,55 МВА, что не превышает аварийно допустимую нагрузку трансформатора (64 МВА).

В ПАР отключения КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) превышает ДДТН и АДТН (400 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ТТ, провод) на величину до 40,3 % и составляет 561 А, необходима реконструкция ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) и замена ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ

Кавголовская-3) на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43); токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Новотоксово – Токсово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-2) превышает ДДТН (406 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ошиновка, провод) на величину до 9,6 % от ДДТН и составляет – 445 А, необходима реконструкция ВЛ 35 кВ Новотоксово – Токсово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-2); нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) превышает длительно допустимую и аварийно допустимую нагрузки трансформатора (48 МВА и 64 МВА соответственно) на величины до 59,52 % и 19,64 % соответственно и составляет – 76,57 МВА.

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) токовая нагрузка КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) превышает ДДТН (441 А при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – ошиновка, провод, КЛ) на величину до 17,0 % от ДДТН и составляет 516 А, необходима реконструкция КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2); токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Девяткино – Токсово с отпайкой на ПС Токсово-тяговая (ВЛ 35 кВ Девяткинская-1) превышает ДДТН и АДТН (406 А и 447 А соответственно при ТНВ -25 °С, ограничивающий элемент – провод) на величину до 14,0 % и 3,6 % от ДДТН и АДТН соответственно и составляет 463 А, необходима реконструкция ВЛ 35 кВ Девяткино – Токсово с отпайкой на ПС Токсово-тяговая (ВЛ 35 кВ Девяткинская-1); нагрузка трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) превышает $S_{длн}$ (48 МВА) на величину до 4,08 % от $S_{длн}$ и составляет – 49,96 МВА. Рекомендуются выполнить замену существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) 40 МВА на 63 МВА.

В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) превышает длительно допустимую и аварийно допустимую нагрузки трансформатора (48 МВА и 64 МВА соответственно) на величины до 64,34 % и 23,26 % соответственно и составляет 78,88 МВА; нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) при этом не превышает $S_{длн}$ (48 МВА) и составляет 87,11 % от $S_{длн}$.

Возможность перевода нагрузки с ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) по сети 10–35 кВ на другие центры питания по данным ПАО «Россети Ленэнерго» отсутствует. Рекомендуются выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×80 МВА.

В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{длн}$ (48 МВА (50 МВА)) на величину до 17,17 % (12,48 %) от $S_{длн}$ и составляет 56,24 МВА, что не превышает аварийно допустимую нагрузку трансформатора (64 МВА (72 МВА)) и составляет 87,88 % (78,11 %). Для снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) рассмотрен перевод питания трансформатора Т-1 ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) от ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43). Нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) не превышает $S_{длн}$ (48 МВА (50 МВА)) и составляет 90,07 % (86,46 %) от $S_{длн}$ – 43,23 МВА; нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) при этом составляет 60,20 МВА.

Таким образом, для реализации вариантов развития сети необходимы следующие мероприятия:

Вариант № 1:

– 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 80 МВА каждый;

- строительство ПС 110 кВ Лайдака с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый;
- строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Гарболовская – Лехтуси до ПС 110 кВ Лайдака ориентировочной протяженностью 7,5 км;
- строительство КВЛ 110 кВ Парнас – Лайдака ориентировочной протяженностью 24,5 км;
- строительство захода ВЛ 35 кВ Новотоксово – Токсово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-2) на ПС 110 кВ Лайдака ориентировочной протяженностью 0,1 км;
- реконструкция ПС 330 кВ Парнас с установкой одной ячейки 110 кВ;
- демонтаж ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628);
- демонтаж ВЛ 35 кВ Лехтуси – Новотоксово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-1) протяженностью 7,29 км (рисунок 18).

Вариант № 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 80 МВА каждый;
- строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) до ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) ориентировочной протяженностью 7,5 км;
- реконструкция ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) с установкой двух ячеек 35 кВ;
- реконструкция ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый;
- реконструкция ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) с увеличением пропускной способности;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) с заменой провода АС-95 (6,76 км) и АС-120 (1,7 км) на провод АС-150;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Новотоксово – Токсово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-2) с заменой провода АС-70 (5,77 км) на провод АС-120;
- реконструкция ВЛ 35 кВ Девяткино – Токсово с отпайкой на ПС Токсово-тяговая (ВЛ 35 кВ Девяткинская-1) с заменой провода АС-95 (2,87 км) и АС-70 (8,65 км) на провод АС-120;
- реконструкция КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) с заменой провода АС-95 (4,9 км) и АС-70 (0,46 км) на провод АС-150 и заменой КЛ ПвПу2гж1×240 (8,477 км) и ПвПу2гж1×185 (1,996 км) на кабель ПвПу2гж1×500;
- замена провода ошиновки ячейки 35 кВ в цепи включения ВЛ 35 кВ Девяткино – Токсово с отпайкой на ПС Токсово-тяговая (ВЛ 35 кВ Девяткинская-1) на ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50) на провод АС-120;
- замена провода ошиновки ячейки 35 кВ в цепи включения ВЛ 35 кВ Девяткино – Токсово с отпайкой на ПС Токсово-тяговая (ВЛ 35 кВ Девяткинская-1) на ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) на провод АС-120;
- замена провода ошиновки ячейки 35 кВ в цепи включения КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) на ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50) на провод АС-120;

– замена провода ошиновки ячейки 35 кВ в цепи включения КВЛ 35 кВ Пискаревка – Девяткино (КВЛ 35 кВ Девяткинская-2) на ПС 35 кВ Пискаревка-тяговая на провод АС-120;

– замена провода ошиновки ячейки 35 кВ в цепи включения ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) на провод АС-150;

– замена провода ошиновки ячейки 35 кВ в цепи включения ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская (ВЛ 35 кВ Кавголовская-3) на ПС 35 кВ Можайская (ПС 619) на провод АС-150;

– замена провода ошиновки ячейки 35 кВ в цепи включения ВЛ 35 кВ Новотоксово – Токсово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-2) на ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) на провод АС-120;

– замена провода ошиновки ячейки 35 кВ в цепи включения ВЛ 35 кВ Новотоксово – Токсово (ВЛ 35 кВ Кавголовская-2) на ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) на провод АС-120;

– реконструкция ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА (мероприятие реализуется на территории г. Санкт-Петербурга) (рисунок 19).

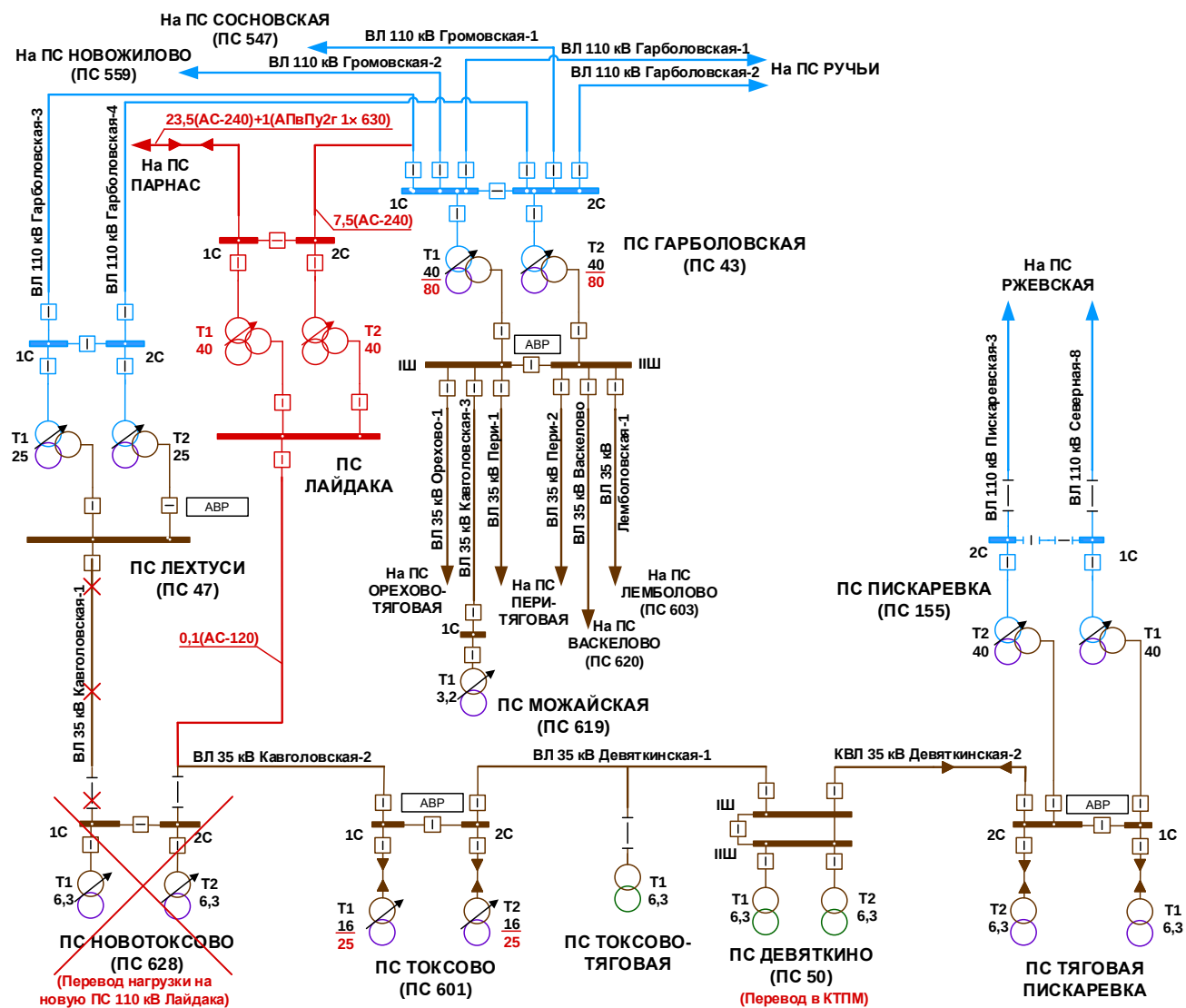


Рисунок 18 – Принципиальная схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) – ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) – ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) – ПС 35 кВ Токсово-тяговая – ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50) – ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) по варианту № 1

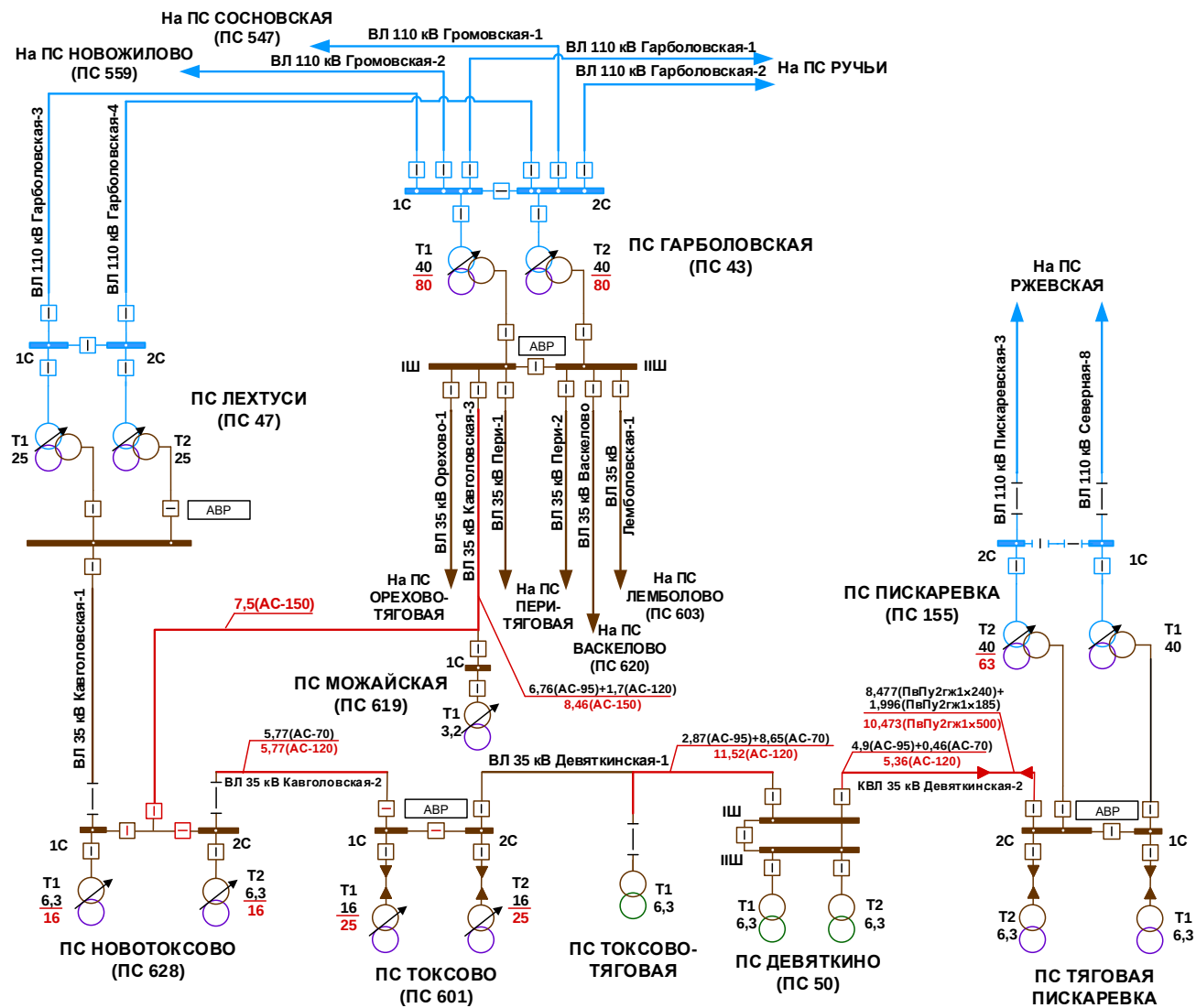


Рисунок 19 – Принципиальная схема сети 35 кВ района ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) – ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) – ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) – ПС 35 кВ Токсово-тяговая – ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50) – ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) по варианту № 2

По результатам ТЭО, приведенным в 5.4, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 4235,04 млн руб. (без НДС), по варианту № 2 – 2550,70 млн руб. (без НДС). Наиболее экономичным вариантом является вариант № 2.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Район 110 кВ Морского порта Усть-Луга.

В районе Морского порта Усть-Луга расположены ПС 110 кВ Порт (ПС 549), ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505), ПС 110 кВ Вистино (ПС 292). Основными центрами питания являются ПС 330 кВ Кингисеппская, Ленинградская АЭС и Нарвская ГЭС (ГЭС-13). Принципиальная схема прилегающей сети 110 кВ и выше представлена на рисунке 20.

В прилегающей сети в нормальной схеме существуют следующие точки деления сети:

- ПС 330 кВ Кингисеппская: отключен В-110 КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Фосфорит-1 (КВЛ 110 кВ Фосфоритская-2);
- ПС 110 кВ Фосфорит-1: отключен В-110 кВ КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Фосфорит-1 с отпайкой на ПС Фосфорит-2 (КВЛ 110 кВ Фосфоритская-4);
- ПС 110 кВ Фосфорит-4: отключен СВ-110;
- ПС 110 кВ Вистино (ПС 292): отключен СВ-110;
- ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505): отключен СВ-110.

Включение нормально отключенных В-110 КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Фосфорит-1 (КВЛ 110 кВ Фосфоритская-2) и В-110 кВ КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Фосфорит-1 с отпайкой на ПС Фосфорит-2 (КВЛ 110 кВ Фосфоритская-4) выполняется в следующих схемах:

- ремонт одного из АТ ПС 330 кВ Кингисеппская;
- ремонт ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2);
- ремонт ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1);
- ремонт ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС (ВЛ 110 кВ Нарвская-4).

Включение СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) выполняется при выводе в ремонт КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайками или ВЛ 10 кВ Порт – Усть-Луга.

Включение СВ-110 ПС 110 кВ Вистино (ПС 292) выполняется при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Порт – Вистино или ВЛ 110 кВ Сосновый Бор-2 – База отдыха с отпайкой на ПС Систа (ВЛ 110 кВ Копорская-2) или ВЛ 110 кВ База отдыха – Вистино.

На линиях электропередачи, отходящих от Нарвской ГЭС, установлены следующие устройства АОПО:

– АОПО ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2), действующая на отключение генераторов (Г-1 или Г-3) Нарвской ГЭС (ГЭС-13) (нормально введена в работу);

– АОПО ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС (ВЛ 110 кВ Нарвская-4), действующая на отключение генераторов (Г-1 или Г-3) Нарвской ГЭС (ГЭС-13) (нормально введена в работу);

– АОПО ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1), действующая на отключение с запретом АПВ ВЛ 110 кВ Фосфоритская-4 и ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) со стороны ПС 110 кВ Фосфорит-1 и СВ-110 на ПС 110 кВ Фосфорит-1 (нормально выведена из работы, вводится в работу при замыкании транзита ЛЭП 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 – ПС 330 кВ Кингисеппская);

– АОПО КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайками, действующая на отключение генераторов Нарвской ГЭС (ГЭС-13) (нормально выведена, вводится при замыкании транзита 110 кВ Нарвская ГЭС (ГЭС-13) – ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) – ПС 330 кВ Кингисеппская).

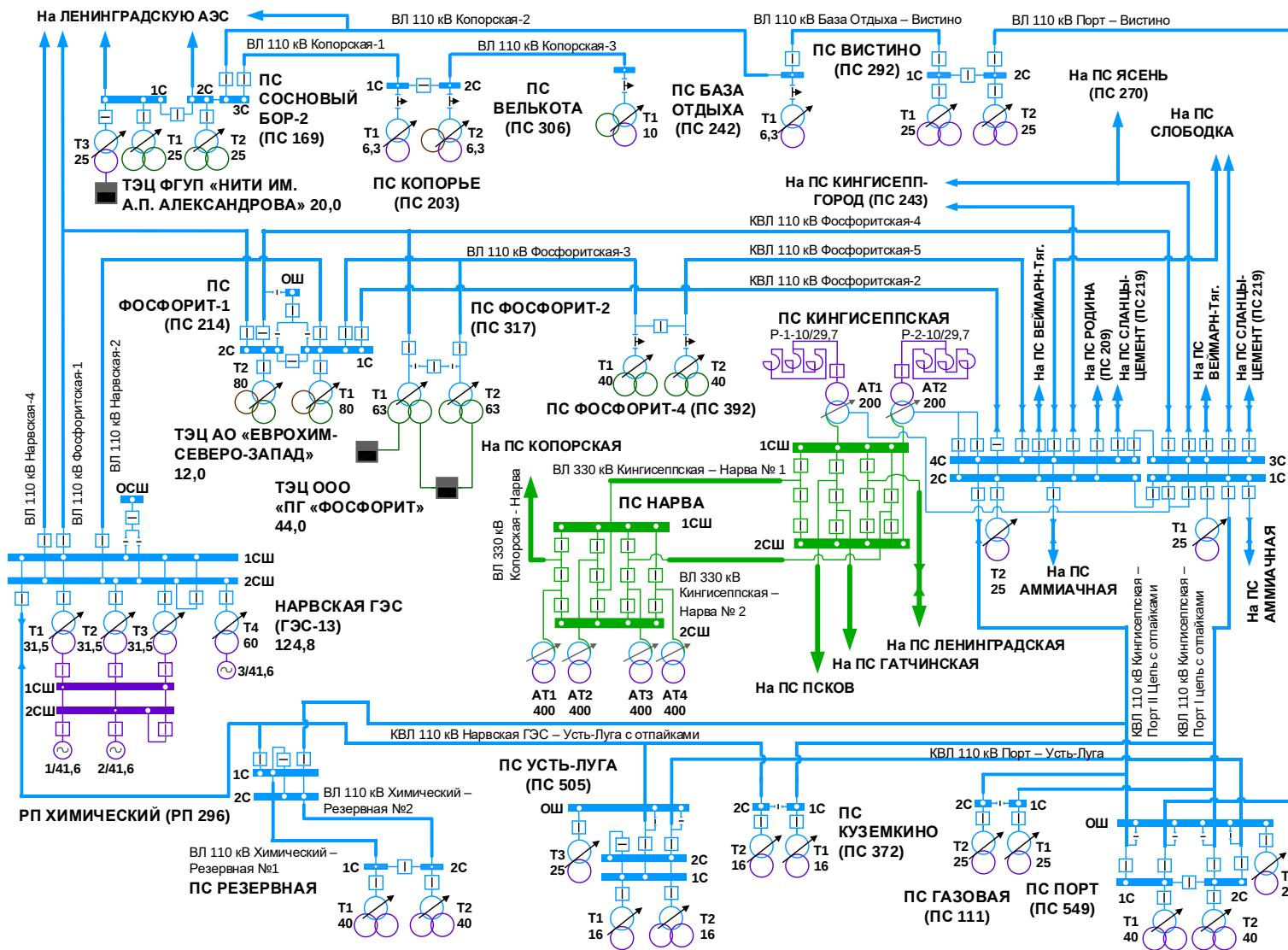


Рисунок 20 – Принципиальная существующая схема сети 110 кВ и выше энергорайона расположения ПС 110 кВ Порт (ПС 549), ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) и ПС 110 кВ Вистино (ПС 292) с учетом нормальных точек деления сети

Согласно результатам расчетов электроэнергетических режимов, в зимнем режиме максимальных нагрузок на уровне потребления 2031 года:

- в нормальной схеме параметры режима находятся в области допустимых значений;

- в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1) возникает превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2): расчетный ток составляет 639 А при ДДТН, равном 596 А. Токовая перегрузка ликвидируется замыканием СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) с вводом АОПО КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайками;

- в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) возникает превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1): расчетный ток составляет 610 А при ДДТН, равном 596 А. Токовая перегрузка ликвидируется замыканием СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) с вводом АОПО КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайками.

Согласно результатам расчетов электроэнергетических режимов, в летнем режиме максимальных нагрузок на уровне потребления 2031 года:

- в нормальной схеме параметры режима находятся в области допустимых значений;

- в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1) возникает превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2), а также уставки срабатывания АОПО ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2): расчетный ток составляет 606 А при ДДТН, равном 511 А, и летней уставке срабатывания АОПО, равной 460 А. Токовая перегрузка ликвидируется превентивным замыканием СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) с вводом АОПО КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайками;

- в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) возникает превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1): расчетный ток составляет 588 А при ДДТН, равном 511 А. Токовая перегрузка ликвидируется превентивным замыканием СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) с вводом АОПО КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайками;

- в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС (ВЛ 110 кВ Нарвская-4) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) возникает превышение АДТН ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1): расчетный ток составляет 565 А при АДТН, равном 511 А. Необходимо превентивное замыкание СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) с вводом АОПО КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС (ВЛ 110 кВ Нарвская-4);

- в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1) (ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2)) с учетом замыкания СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с отпайками возникает превышение АДТН ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) (ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой

на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1)): расчетный ток составляет 635 А (617 А) при АДТН, равном 511 А (511 А). Токовая перегрузка ликвидируется существующей АОПО ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) с УВ на ОГ Нарвской ГЭС (ГЭС-13) (ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1) с УВ на деление сети);

– в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 330 кВ Кингисеппская при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1) возникает превышение АДТН ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2): расчетный ток составляет 614 А при АДТН, равном 511 А. Токовая перегрузка ликвидируется существующей АОПО ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) с УВ на ОГ Нарвской ГЭС (ГЭС-13);

– в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга с при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1) возникает превышение АДТН ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС (ВЛ 110 кВ Нарвская-4): расчетный ток составляет 544 А при АДТН, равном 511 А. Токовая перегрузка ликвидируется существующей АОПО ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС (ВЛ 110 кВ Нарвская-4) с УВ на ОГ Нарвской ГЭС (ГЭС-13);

– в двойной ремонтной схеме ВЛ 330 кВ Копорская – Нарва и ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1) для обеспечения ДДТН ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) необходима разгрузка Нарвской ГЭС (ГЭС-13) в объеме 18,6 МВт;

– в двойной ремонтной схеме ВЛ 330 кВ Копорская – Нарва и ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) для обеспечения ДДТН ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС с отпайкой на ПС Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1) необходима разгрузка Нарвской ГЭС (ГЭС-13) в объеме 13,6 МВт;

– в схеме ремонта КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт I цепь с отпайкой на ПС Куземкино (КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт II цепь) с учетом замыкания СВ-110 ПС 110 кВ Порт (ПС 549) для обеспечения электроснабжения потребителей, подключенных к ПС 110 кВ Порт (ПС 549), при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт II цепь (КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт I цепь с отпайкой на ПС Куземкино) необходимо превентивное замыкание СВ-110 ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505).

С учетом вышеизложенного необходимость реконструкции в прилегающей сети 110 кВ Морского Порта Усть-Луга отсутствует.

Строительство ПС 110 кВ Семиозерье.

Согласно данным ПАО «Россети Ленэнерго» для разукрупнения сети 35 кВ ПС 110 кВ Советск (ПС 513) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158) – ПС 110 кВ Лейпясуо (ПС 404) предлагается строительство новой ПС 110 кВ Семиозерье.

Существующая схема сети 35–110 кВ рассматриваемого района представлена на рисунке 21. В таблице 35 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 36 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности)

трансформаторов, в таблице 37 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

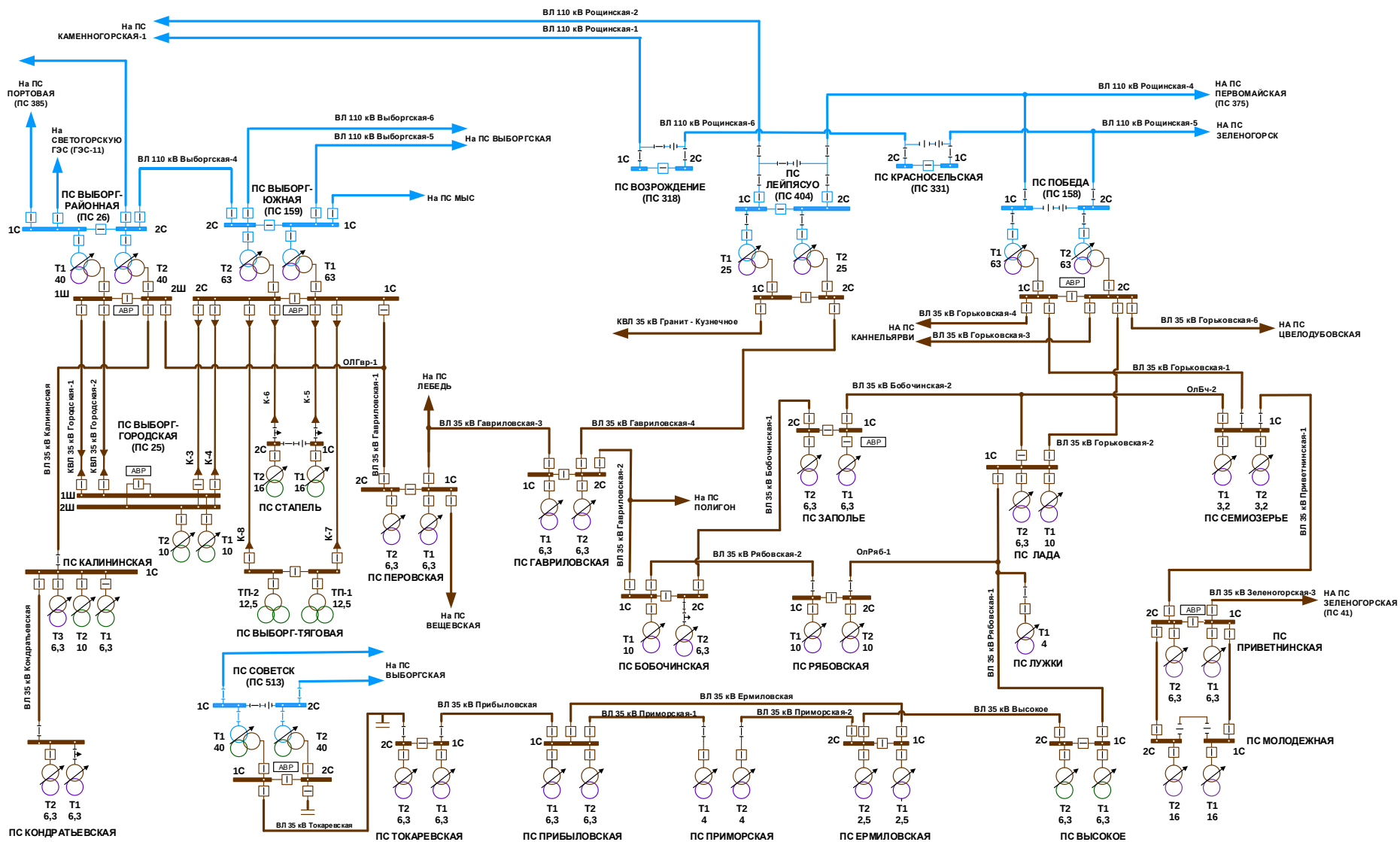


Рисунок 21 – Схема сети 35–110 кВ района ПС 110 кВ Победа (ПС 158)

Таблица 35 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Победа (ПС 158)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	15,55	0	14,42	18,83	30,98 ¹⁾	8,72	0	9,86	7,90	23,56	0
			T-2	115/38,5/11	25	20,70	42,66	31,90	27,57	52,40 ¹⁾	13,10	20,16	15,53	11,67	0	

Примечание – ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

Таблица 36 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ 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 Победа (ПС 158)	T-1	ТДТН-63000/110-У1	2021	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-63000/110-У1	2021	99	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 37 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	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 _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Победа (ПС 158)	2024 / зима	83,38	ПС 110 кВ Победа (ПС 158)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,826	0,02	0,4	0,18	85,07	85,07	85,07	85,07	85,07	85,07
				ПС 35 кВ Бобочинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,17	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Ермиловская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,10	0	0,4	0,01						
				ПС 35 кВ Заполье	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,41	0	0,4	0,04						
				ПС 35 кВ Лада	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,10	0	0,4	0,31						
				ПС 35 кВ Лужки	ООО «Золотые пески»	24.05.2022	22-019410-101-031	2025	1,50	0,15	6–10	0,27						
				ПС 35 кВ Лужки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,87	0	0,4	0,09						
				ПС 35 кВ Молодежная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,84	0,003	0,4	0,28						
				ПС 35 кВ Приветнинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,82	0,01	0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Рябовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,53	0	0,4	0,05						
				ПС 35 кВ Семиозерье	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,24	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Цвелодубовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,63	0	0,4	0,16						

ПС 110 кВ Победа (ПС 158).

Согласно данным в таблицах 36, 37 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 83,38 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 5,88 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,0 °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 13,87 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,69 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 83,38 + 1,69 + 0 - 0 = 85,07 \text{ МВА.}$$

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 Победа (ПС 158), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 8,03 % (без ТП превышение до 5,88 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Победа (ПС 158) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Победа (ПС 158) расчетный объем ГАО составит 6,32 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 85,07 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×100 МВА.

В режиме зимнего максимума потребления мощности на уровне потребления 2024 года в иной замер при ТНВ -22 °С в схеме, приведенной к нормальной (включена отпайка на ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) от ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перововская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1)), токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская (ВЛ 35 кВ Калининская) превышает ДДТН (300 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 22,5 % и составляет 476 А; токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) превышает ДДТН (300 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 44,7 % и составляет 562 А.

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перововская с отпайкой на ПС Выборг-районная (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ

Лейпясой – Гавриловская (Гавриловская-4) превышает ДДТН и АДТН (300 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 11,3 % и составляет 334 А.

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Лейпясой – Гавриловская (Гавриловская-4) (питание со стороны ПС 110 кВ Выборг-Южная (ПС 159)) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская с отпайкой на ПС Выборг-районная (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1) превышает ДДТН и АДТН (300 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 10,6м% и составляет 332 А.

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Победа – Семиозерье (Горьковская-1) (питание со стороны ПС 110 кВ Победа (ПС 158)) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) превышает ДДТН и АДТН (300 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 45 % и составляет 435 А.

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Победа – Семиозерье (Горьковская-1) (питание со стороны ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41)) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) превышает ДДТН и АДТН (300 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 45 % и составляет 435 А, токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Приветнинская с отпайкой на ПС Ушково превышает ДДТН и АДТН (400 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 25,6 % и составляет 503 А.

В ПАР отключения ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) (питание от Т-1 ПС 110 кВ Победа (ПС 158)) токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская (ВЛ 35 кВ Калининская) превышает ДДТН и АДТН (300 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 22,3 % и составляет 367 А, токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Победа – Семиозерье (Горьковская-1) превышает ДДТН и АДТН (600 А, ограничивающий элемент – ТТ) на величину до 28 % и составляет 768 А.

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, рассмотрены два варианта комплекса мероприятий для предотвращения ввода ГАО.

Вариант № 1:

- строительство ПС 110 кВ Семиозерье с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый;

- строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Зеленогорская (ВЛ 110 кВ Рощинская-13) на ПС 110 кВ Семиозерье ориентировочной протяженностью 24,5 км;

- строительство второй ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская ориентировочной протяженностью 9,5 км с установкой двух выключателей 35 кВ;

- строительство захода ВЛ 35 кВ Семиозерье – Приветнинская (ВЛ 35 кВ Приветнинская-1) на ПС 110 кВ Семиозерье ориентировочной протяженностью 1,75 км;

- строительство заходов ВЛ 35 кВ Лада – Заполье с отпайкой на ПС 35 кВ Семиозерье (Бобочинская-2) на ПС 110 кВ Семиозерье ориентировочной протяженностью 2,5 км и 1,75 км;

- строительство отпайки от ВЛ 35кВ Лада – Высокое с отпайками (ВЛ 35 кВ Рябовская-1) до ПС 110 кВ Семиозерье ориентировочной протяженностью 20,37 км с установкой реклоузера (нормально отключен));

- строительство ВЛ 35 кВ от ВЛ 35кВ Победа – Семиозерье (ВЛ 35 кВ Горьковская-1) до ВЛ 35кВ Лада-Высокое с отпайками (ВЛ 35 кВ Рябовская-1) ориентировочной протяженностью 3,57 км;

– реконструкция ПС 35 кВ Лада с заменой ТТ ячеек ВЛ 35 кВ Семиозерье – Лада (ранее ВЛ 35 кВ Бобочинская-2), ВЛ 35 кВ Победа – Рябовская (ВЛ 35 кВ Рябовская-1);

– реконструкция ПС 35 кВ Гавриловская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-2);

– реконструкция ПС 35 кВ Бобочинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-2);

– реконструкция ПС 35 кВ Приветнинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Семиозерье – Приветнинская (ВЛ 35 кВ Приветнинская-1).

В варианте № 1 предусмотрено добавление точки деления сети 35 кВ на СВ 35 кВ ПС 35 кВ Токаревская (рисунок 22).

Вариант № 2:

– реконструкция ПС 110 кВ Победа (ПС 158) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый;

– реконструкция ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА;

– строительство второй ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская ориентировочной протяженностью 9,5 км с установкой двух выключателей 35 кВ и заменой ТТ на ПС 110 кВ Советск (ПС 513) и ПС 35 кВ Токаревская;

– реконструкция ВЛ 35 кВ Лейпясую – Гавриловская (Гавриловская-4) ориентировочной протяженностью 5,5 км с увеличением пропускной способности, с заменой ТТ и ошиновки в РУ 35 кВ ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404) и ПС 35 кВ Гавриловская;

– реконструкция ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская с отпайкой на ПС 35 кВ Полигон (ВЛ 35 кВ Гавриловская-2) ориентировочной протяженностью 21,65 км с увеличением пропускной способности, с заменой ТТ и ошиновки на ПС 35 кВ Бобочинская и ТТ на ПС 35 кВ Гавриловская;

– реконструкция ВЛ 35 кВ Победа – Семиозерье (ВЛ 35 кВ Горьковская-1) ориентировочной протяженностью 10 км с увеличением пропускной способности, с заменой ошиновки на ПС 35 кВ Семиозерье и ПС 110 кВ Победа, заменой выключателя 35 кВ, ВЧ заградителя и ТТ на ПС 110 кВ Победа, установкой выключателя 35 кВ на ПС 35 кВ Семиозерье;

– реконструкция ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) ориентировочной протяженностью 12,4 км с увеличением пропускной способности, с заменой разъединителя на ПС 35 кВ Лада и выключателя 35 кВ, ВЧ заградителя, ошиновки 35 кВ и ТТ на ПС 110 кВ Победа;

– строительство второй ВЛ 35 кВ Токаревская – Прибыловская ориентировочной протяженностью 13,4 км, установка выключателей 35 кВ и замена ТТ на ПС 35 кВ Токаревская и ПС 35 кВ Прибыловская;

– реконструкция ПС 35 кВ Прибыловская с установкой СВ 35 кВ;

– реконструкция ВЛ 35 кВ Ермиловская – Прибыловская (ВЛ 35 кВ Ермиловская) ориентировочной протяженностью 12 км с увеличением пропускной способности, с заменой ТТ и ошиновки на ПС 35 кВ Прибыловская и ТТ на ПС 35 кВ Ермиловская;

– реконструкция ПС 35 кВ Лада с заменой ТТ в цепях ВЛ 35 кВ Лада – Заполье с отпайкой на ПС 35 кВ Семиозерье (ВЛ 35 кВ Бобочинская-2) и ВЛ 35 кВ

Лада – Высокое с отпайкой на ПС 35 кВ Лужки (ВЛ 35 кВ Рябовская-1) с установкой выключателя 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью не менее 12 Мвар;

- реконструкция ПС 35 кВ Семиозерье с заменой ТТ в цепи ВЛ 35 кВ Лада – Заполье с отпайкой на ПС 35 кВ Семиозерье (ВЛ 35 кВ Бобочинская-2), с установкой выключателя 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью не менее 6 Мвар;

- реконструкция ПС 35 кВ Рябовская с заменой ТТ в цепи ВЛ 35 кВ Бобочинская – Рябовская (ВЛ 35 кВ Рябовская-2), с установкой выключателя 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью не менее 6 Мвар;

- реконструкция ПС 35 кВ Приветнинская с заменой ТТ в цепях ВЛ 35 кВ Приветнинская – Семиозерье (ВЛ 35 кВ Приветнинская-1) и ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Приветнинская с отпайкой на ПС 35 кВ Ушково (ВЛ 35 кВ Зеленогорская-3);

- реконструкция ПС 35 кВ Ермиловская с заменой ТТ в цепи ВЛ 35 кВ Ермиловская – Высокое (ВЛ 35 кВ Высокое), установкой выключателя 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью не менее 12 Мвар;

- реконструкция ПС 35 кВ Высокое с заменой ТТ в цепях ВЛ 35 кВ Ермиловская – Высокое (ВЛ 35 кВ Высокое) и ВЛ 35 кВ Лада – Высокое с отпайкой на ПС 35 кВ Лужки (ВЛ 35 кВ Рябовская-1);

- реконструкция ПС 110 кВ Выборг-Южная с заменой ТТ в цепи ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1);

- реконструкция ПС 35 кВ Перовская с заменой ТТ в цепи ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1);

- реконструкция ПС 35 кВ Бобочинская с установкой выключателя 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью не менее 6 Мвар;

- реконструкция ПС 35 кВ Молодежная с установкой выключателя 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью не менее 6 Мвар.

В варианте № 2 предусмотрено изменение точек деления сети 35 кВ:

- перенос точки деления с СВ ПС 35 кВ Ермиловская на СВ ПС 35 кВ Высокое;

- добавление точки деления сети на СВ ПС 35 кВ Токаревская и СВ ПС 35 кВ Прибыловская (рисунок 23).

Для устранения существующих проблем с недопустимой перегрузкой оборудования и снижением напряжения ниже минимально допустимого уровня предложен альтернативный вариант № 3 развития электрической сети рассматриваемого энергорайона.

Вариант № 3:

- строительство второй ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская ориентировочной протяженностью 9,5 км, установка на ПС 110 кВ Советск (ПС 513) и ПС 35 кВ Токаревская выключателей 35 кВ;

- строительство второй ВЛ 35 кВ Токаревская – Прибыловская ориентировочной протяженностью 13,4 км, установка выключателей 35 кВ и замена ТТ на ПС 35 кВ Токаревская и ПС 35 кВ Прибыловская;

- реконструкция ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская с отпайкой на ПС 110 кВ Выборг-районная (Гавриловская-1) с увеличением пропускной способности на участках от ПС 35 кВ Перовская до отпайки на ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) ориентировочной протяженностью 14,5 км и отпайки до ПС 110 кВ Выборг-районная (ОЛГвр-1) ориентировочной протяженностью 2,05 км;

- реконструкция ПС 110 кВ Выборг-Южная с заменой ТТ с ДДТН не менее 563 А в цепи ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1);
- реконструкция ПС 110 кВ Выборг-районная с заменой ТТ с ДДТН не менее 476 А в цепи ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская и с заменой ТТ с ДДТН не менее 563 А в цепи отпайки от ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская (ОЛГвр-1);
- реконструкция ПС 110 кВ Лейпясую с заменой ТТ с ДДТН не менее 476 А в цепи ВЛ 35 кВ Лейпясую – Гавриловская (Гавриловская-4);
- реконструкция ПС 35 кВ Высокое с заменой ТТ с ДДТН не менее 563 А и с установкой БСК мощностью не менее 12 Мвар;
- реконструкция ПС 35 кВ Гавриловская с заменой ТТ с ДДТН не менее 476 А в цепи ВЛ 35 кВ Лейпясую – Гавриловская (Гавриловская-4) и с ДДТН не менее 382 А в цепи ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-2);
- реконструкция ПС 35 кВ Лада с заменой ТТ с ДДТН не менее 562 А и с установкой выключателя 35 кВ;
- реконструкция ПС 35 кВ Перовская с заменой ТТ с ДДТН не менее 562 А в цепи ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1);
- реконструкция ПС 35 кВ Приветнинская с заменой ТТ с ДДТН не менее 562 А в цепи ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Приветнинская с отпайкой на ПС 35 кВ Ушково (ВЛ 35 кВ Зеленогорская-3).

В варианте № 3 предусмотрено изменение точек деления сети 35 кВ:

- перенос точки деления с СВ ПС 35 кВ Ермиловская на СВ ПС 35 кВ Лада;
- добавление точки деления сети на СВ ПС 35 кВ Токаревская;
- перенос точки деления с СВ на ПС 35 кВ Рябовская на выключатель отпайки на ПС 35 кВ Рябовская (ОлРяб-1) ВЛ 35 кВ Лада – Высокое (Рябовская-1);
- изменение нормального положения выключателей ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская с отпайкой на ПС 110 кВ Выборг-районная (Гавриловская-1): на ПС 110 кВ Выборг-районная выключатель ОЛГвр-1 – нормально отключен, на ПС 110 кВ Выборг-Южная выключатель ВЛ 35 кВ Гавриловская-1 – нормально включен (рисунок 24).

По результатам ТЭО, приведенным в 5.5, суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1 составляют 3938,49 млн руб. (без НДС), по варианту № 2 – 4571,82 млн руб. (без НДС), по варианту № 3 – 1002,69 млн руб. (без НДС). Наиболее экономичным является вариант № 3.

Таким образом, для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется вариант № 3 с реконструкцией сети 35 кВ.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Ленэнерго» (строительство ПС 110 кВ Семиозерье с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и строительство заходов ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Зеленогорская № 3 (ВЛ 110 кВ Рощинская-13) для присоединения ПС 110 кВ Семиозерье ориентировочной протяженностью 2×24,5 км).

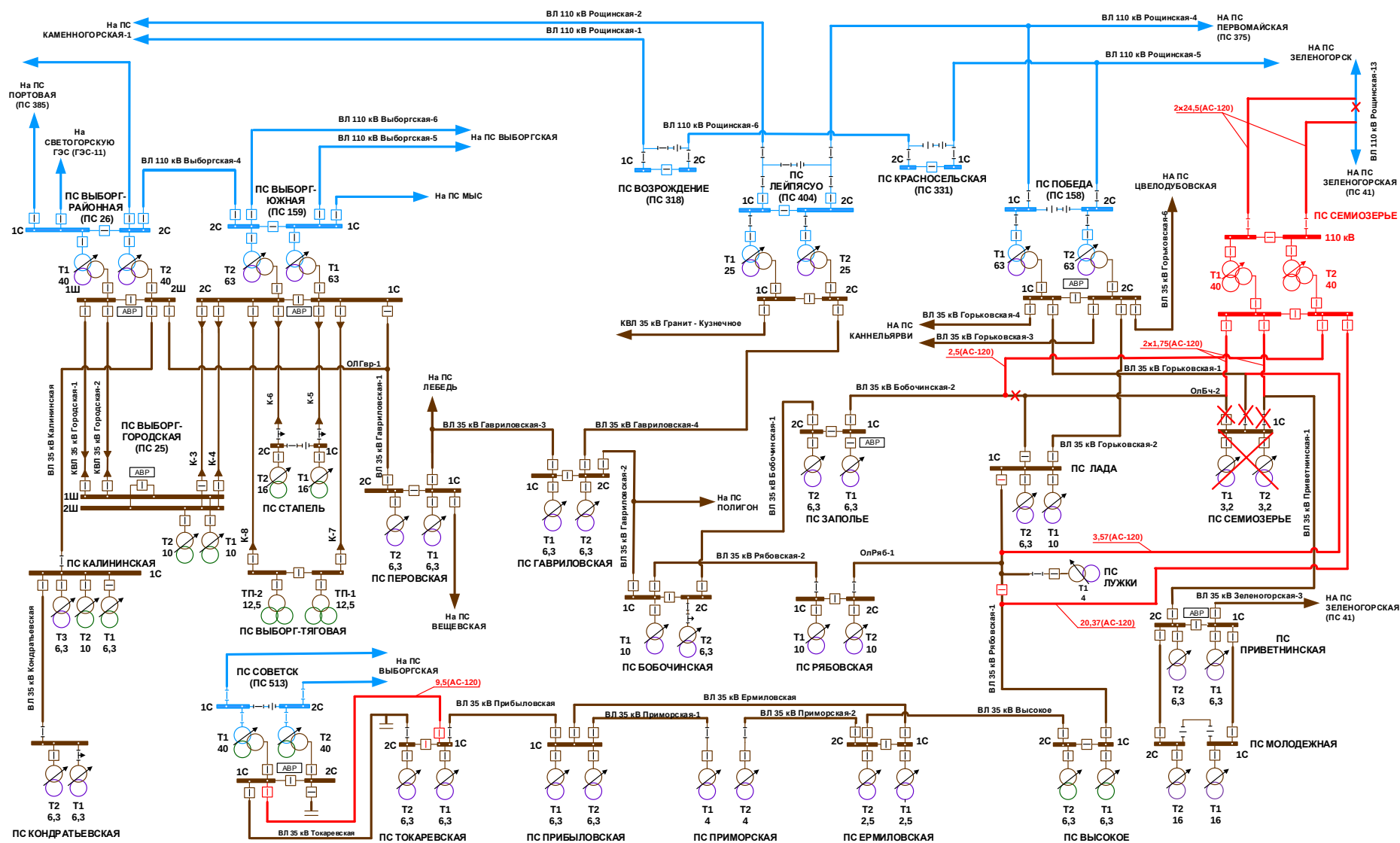


Рисунок 22 – Вариант № 1 развития сети 35 кВ района PS 110 кВ Советск (PS 513) – PS 110 кВ Победа (PS 158) – PS 110 кВ Лейпясую (PS 404)

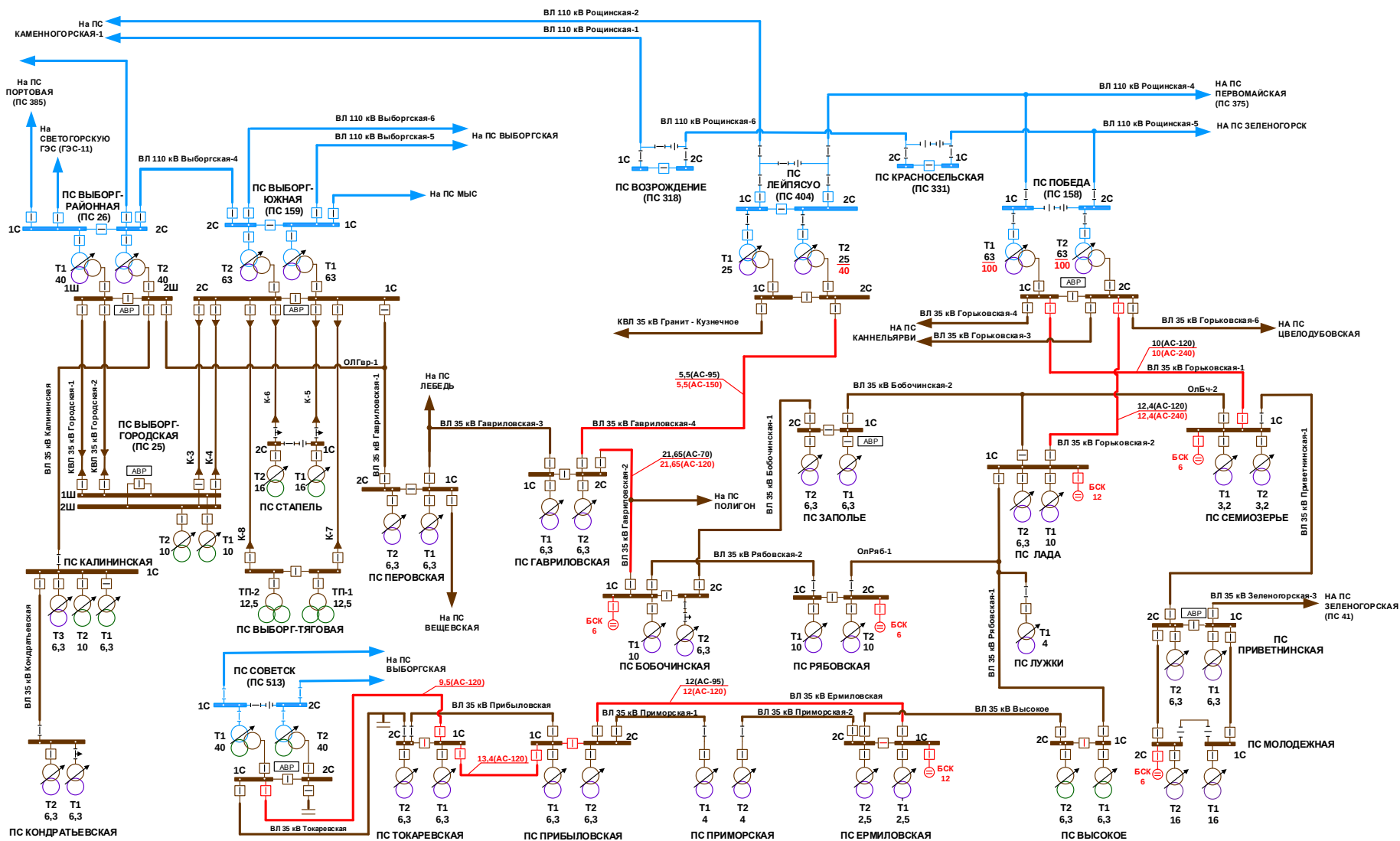


Рисунок 23 – Вариант № 2 развития сети 35 кВ района ПС 110 кВ Советск (ПС 513) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158) – ПС 110 кВ Лейпсау (ПС 404)

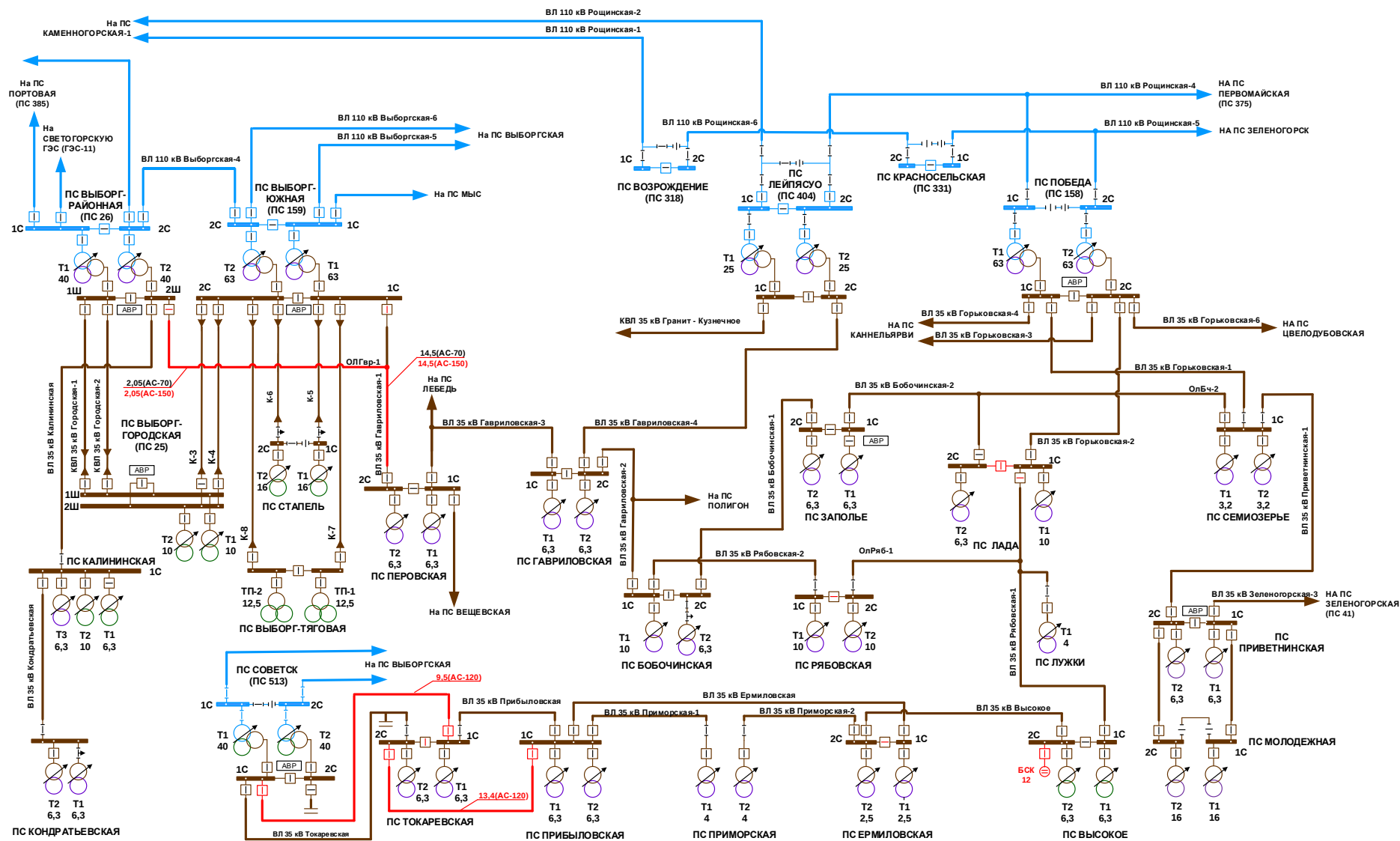


Рисунок 24 – Вариант № 3 развития сети 35 кВ района ПС 110 кВ Советск (ПС 513) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158) – ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404)

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

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

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 38 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 38 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 38 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Ленэнерго»	Строительство ЦП 330 кВ в районе Дубровской ТЭЦ
2	АО «ЛОЭСК»	Строительство новой ПС 110 кВ Императорская с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый, с присоединением к энергосистеме путем строительства заходов ВЛ 110 кВ от места врезки в ВЛ 110 кВ Балтийская-2 ориентировочной протяженностью 2×0,1 км

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Строительство заходов ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Менделеевская.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 39 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Ленинградской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 39 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ленинградской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	ООО «Балтийский Химический Комплекс» (ООО «БХК»)	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «УЛСК»)	0,0	433,0	330	2025	ПС 330 кВ Нарва
2	ООО «РусХимАльянс»		0,0	362,0	330	2025	ПС 330 кВ Нарва
3	Приморский универсально- перегрузочный комплекс	ООО «Приморский УПК»	0,0	140,0	110	2025	ПС 110 кВ Приморский УПК
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 20 МВт							
4	Промышленный комплекс по производству металлоконструкций	ООО «Севзапстройинвест»	0,0	49,0	10	2025	ПС 110 кВ Лесное
5	Завод по производству и перевалке метанола	ООО «Балтийский метанол»	0,0	48,0	110	2027	ПС 110 кВ Лужская- тяговая

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
6	Многоквартирные дома, детские образовательные организации и школы	АО «СевНИИГиМ»	0,0	47,0	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2028	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 175)
			40,484	35,5	0,4 10	2025	
7	Комплекс жилых домов	ООО «УК «Фондовый дом» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Сити Девелопмент»	0,0	44,0	10	2025	ПС 110 кВ Ковалёвская
8	Жилая застройка	ООО «Специализирован- ный застройщик «ЛСР.ЛО», ООО «ЛСР. Энерго»	2,9	39,1 (из которых 21 МВт г. Санкт- Петербург)	20	2025 2026 2028	ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) ПС 110 кВ Пороховская (ПС 24) (г. Санкт-Петербург)
9	Индустриальный парк «Кола»	ООО «Теллус-Консалтинг»	4,0	36,0	10	2025	ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137) ПС 110 кВ 335А
10	Комплексное многоэтажное строительство	ООО «СЗ «Лаголово», ООО «Специализирован- ный застройщик «Лаголово-1», ООО «Специализирован- ный застройщик «Самолет Северо-Запад»	0,0	35,0	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Красное Село (ПС 154) ПС 110 кВ КЭ ЦБЗ (ПС 514)
11	Жилые комплексы	ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	0,0	34,4	20	2030	ПС 110 кВ Красный Октябрь
12	Проект «ВСМ Москва- Санкт-Петербург» (ПС 101 км)	ООО «ВСМ Две Столицы»	0,0	31,1	110	2028	ПС 330 кВ Чудово ¹⁾

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
13	Проект «ВСМ Москва- Санкт-Петербург» (ПС 110 кВ Жаровская)	ООО «ВСМ Две Столицы»	0,0	30,3	110	2028	ПС 750 кВ Ленинградская
14	Жилые комплексы	ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	0,0	25,6	20	2028 2029	ПС 110 кВ Новосаратовка (ПС 123)
15	Жилые комплексы	ООО «Специализированный Застройщик «Самолет- Новосаратовка»	0,0	20,6	0,4	2025 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 110 кВ Красный Октябрь (г. Санкт- Петербург)

Примечание – ¹⁾ ПС 110 кВ 101 км планируется к подключению от ВЛ 110 кВ Чудово-Рогавка (Новгородская область).

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 2026–2031 годов представлен в таблице 40.

Таблица 40 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	51724	52315	54173	55980	57644	59034	60697
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	591	1858	1807	1664	1390	1663
Годовой темп прироста, %	–	1,14	3,55	3,34	2,97	2,41	2,82
<i>Ленинградская область</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	24828	24730	25784	26955	28316	29403	30742
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-98	1054	1171	1361	1087	1339
Годовой темп прироста, %	–	-0,39	4,26	4,54	5,05	3,84	4,55
Доля потребления электрической энергии Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	48,0	47,3	47,6	48,2	49,1	49,8	50,6

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется на уровне 60697 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,43 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области прогнозируется в 2027 году и составит 1858 млн кВт·ч или 3,55 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 591 млн кВт·ч или 1,14 %.

Потребление электрической энергии по территории Ленинградской области прогнозируется на уровне 30742 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,18 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Ленинградской области прогнозируется в 2029 году и составит

1361 млн кВт·ч или 5,05 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 98 млн кВт·ч или 0,39 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Ленинградской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 39.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Ленинградской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 25.

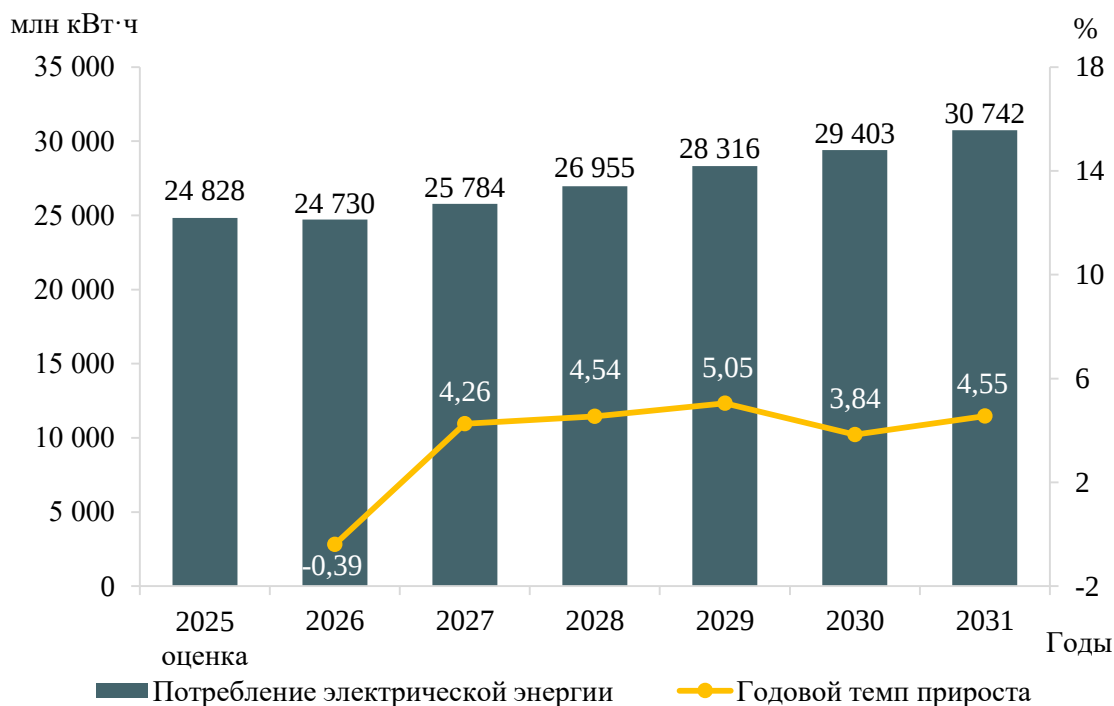


Рисунок 25 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Ленинградской области и годовые темпы прироста

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

- вводом новых потребителей химического и газоперерабатывающего производств;
- реализацией проекта строительства высокоскоростной железнодорожной магистрали Москва-Санкт-Петербург;
- 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 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 41.

Таблица 41 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с выделением данных по Ленинградской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	8547	8610	8840	9127	9354	9509	9524
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	63	230	287	227	155	15
Годовой темп прироста, %	–	0,74	2,67	3,25	2,49	1,66	0,16
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6052	6076	6128	6133	6162	6208	6373
<i>Ленинградская область</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, МВт	4120	4042	4193	4431	4617	4734	4699
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	-78	151	238	186	117	-35
Годовой темп прироста, %	–	-1,89	3,74	5,68	4,20	2,53	-0,74
Доля потребления мощности Ленинградской области в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, %	48,2	46,9	47,4	48,5	49,4	49,8	49,3
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6026	6118	6149	6083	6133	6211	6542

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области к 2031 году прогнозируется на уровне 9524 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,93 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 287 МВт или 3,25 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2031 году и составит 15 МВт или 0,16 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу в целом останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, к 2031 году будет наблюдаться уплотнение годового режима и число часов использования максимума составит 6373 ч/год против 6076 ч/год в 2026 году.

Потребление мощности Ленинградской области к 2031 году прогнозируется на уровне 4699 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,20 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 238 МВт или 5,68 %, наибольшее снижение мощности ожидается в 2026 году и составит 78 МВт или 1,89 %.

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 2031 году увеличится до 6542 ч/год против 6118 ч/год в 2026 году.

Годовой режим электропотребления 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 26.

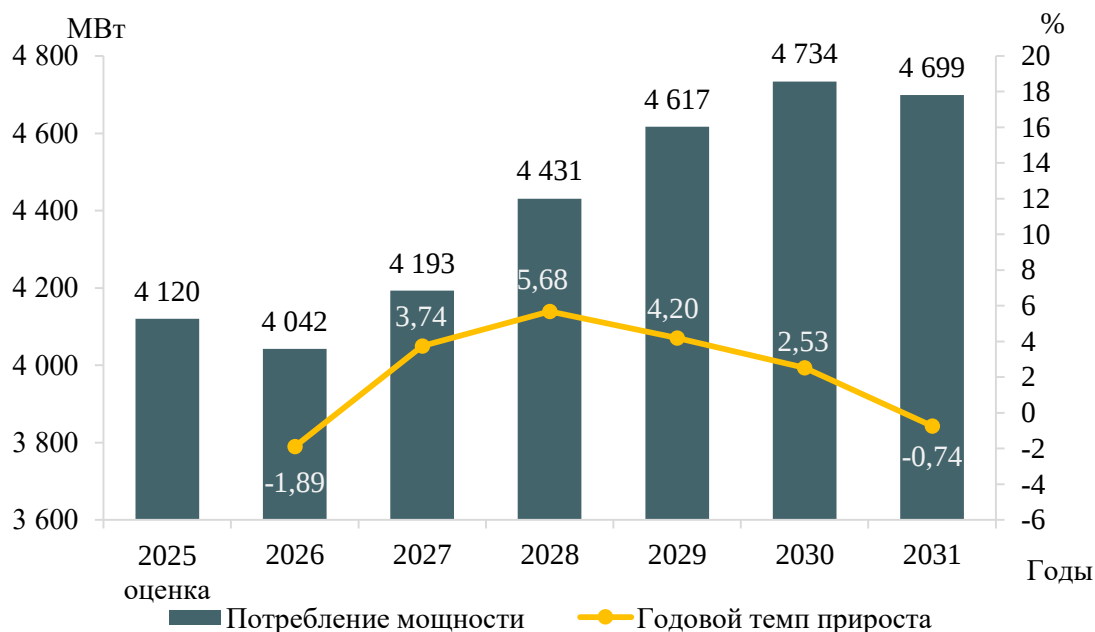


Рисунок 26 – Прогноз потребления мощности Ленинградской области и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в период 2026–2031 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 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 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 2026–2031 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 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 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 2026–2031 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 2031 году составит 7805 МВт. К 2031 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 50,59 % в 2025 году до 45,17 % в 2031 году, доля ТЭС возрастет с 41,23 % до 45,76 %, доля ГЭС возрастет с 8,18 % до 9,07 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, представлена в таблице 44. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, представлена на рисунке 27.

Таблица 44 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	8650,0	8655,0	8655,0	8655,0	8655,0	7805,0	7805,0
АЭС	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	4375,8	3525,8	3525,8
ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
ТЭС	3566,4	3571,4	3571,4	3571,4	3571,4	3571,4	3571,4

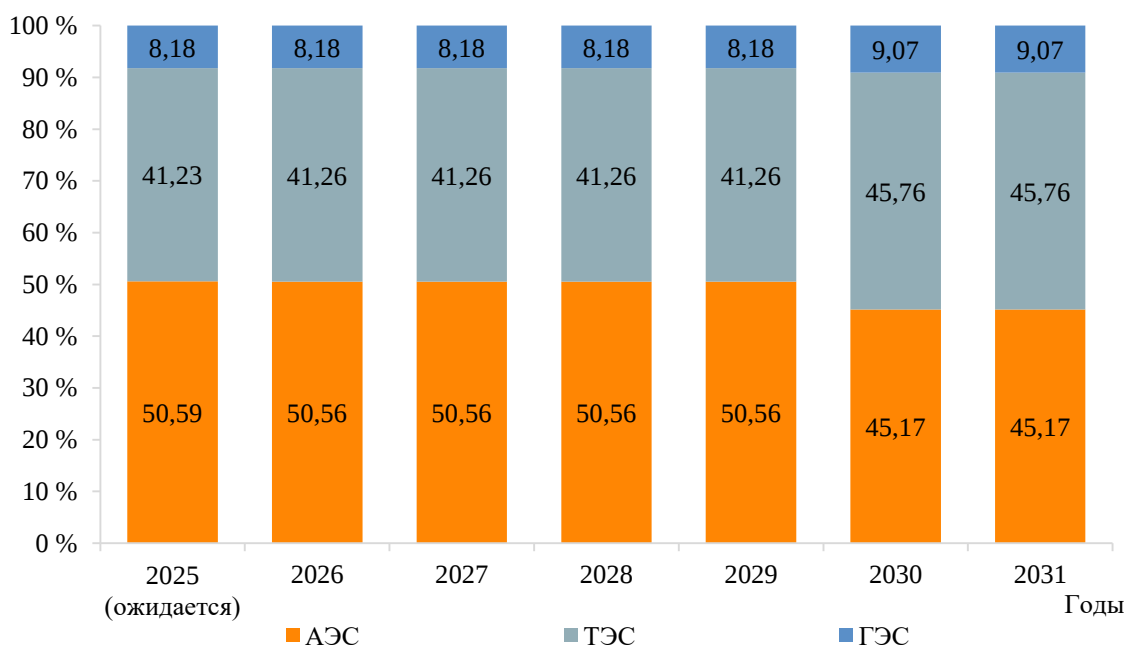


Рисунок 27 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области

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 2025–2031 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 45 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 45 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	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 «Усть-Лужская сетевая компания»	ООО «БХК»	–	432
2	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				
3	Строительство четырех ЛЭП 110 кВ Нарва – ГПП-1 ГХК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «БХК»)	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х		ООО «Усть-Лужская сетевая компания»	–	1
4	Строительство четырех ЛЭП 110 кВ Нарва – ГПП-2 ГХК	ООО «Усть-Лужская сетевая компания» (ООО «БХК»)	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х		ООО «РусХим-Альянс»	–	362
5	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
6	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
7	Строительство двух ВЛ 110 кВ Выборгская – Приморский УПК ориентировочной протяженностью 47,5 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×47,5	–	–	–	–	–	–	95		Администрация МО «Приморское городское поселение»	–	4
8	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
9	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 «Специализированный застройщик «ПРОЕКТ-СТРАНА-18», ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2», ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 1»,	ООО «Специализированный застройщик «ПРОЕКТ-СТРАНА-18»	–	14,684
														ООО «Специализированный застройщик «Правобережный 2»	–	6

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	Строительство двух КЛ 110 кВ Олтон Плюс – Покровская ориентировочной протяженностью 4 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	ООО «Охта Групп- Новосаратовка», ОАО «СКБ ИС»	ООО «Специа- лизированный застройщик «Правобереж- ный 1»	–	4,548
														ООО «Охта Групп- Новосаратовка»	–	17,153
														ОАО «СКБ ИС»	–	0,976
11	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»	ООО «Правобереж- ный»	– –	4,66566 3,12794
														ООО «РТК»	–	0,9166
														ООО «БалтИнвест- Групп»	–	0,87206
														ООО «ПРОМ ЛЭНД»	– – –	4,9 4,8 4,75
															–	4,63
															ООО «Теллус- Консалтинг»	4
12	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
13	Строительство двух КЛ 110 кВ Слобода – Ковалевская ориентировочной протяженностью 10,3 км каждая	АО «ЛОЭСК»	110	км	2×10,3	–	–	–	–	–	–	20,6				
14	Строительство ПС 110 кВ Новая-4 (Бугры) с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Аврора», ООО «СЗ «Лигастрой», ООО «Максима», ООО «СЗ «Графстрой», ООО «СЗ «ЛАВР», ООО «Стройтек», Фонда защиты прав граждан- участников долевого строительства Ленинградской области, ООО «СЗ «Самолет- Лаврики», ООО «Специализированный застройщик «НоваГрад»	ООО «Аврора»	–	1,5
														ООО «СЗ «Лигастрой»	– –	2,33 4,04
														ООО «Максима»	– – –	2,86534 2,20766 4,5161
														ООО «СЗ «Графстрой»	–	4,199
														ООО «СЗ «ЛАВР»	– – –	2,19567 2,05556 1,491
–	1,24362															
–	3,74922															
15	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 «СЗ «ЛАВР»	– – –	2,19567 2,05556 1,491
														–	1,24362	
16	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 «Стройтек»	– – –	3,74922 3,11526 4,19401
														ООО «СЗ «Самолет- Лаврики»	– – –	1,3193 0,9759 1,5551
													–		1,1772	
													ООО «Специа- лизированный застройщик «НоваГрад»		–	2,6 2,6

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
17	Строительство ПС 110 кВ 335А с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Балтика Инвест», ООО «Кудрово-Град», ООО «Олтон-Девелопмент», ООО «ПРОМ ЛЭНД», ООО «Теллус-Консалтинг»	ООО «Балтика Инвест»	–	4,95
														ООО «Кудрово-Град»	–	4,999
18	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 «Олтон-Девелопмент»	– –	8,5 17
19	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Восточная –Кудрово до ПС 110 кВ 335А ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	–	0,5		ООО «ПРОМ ЛЭНД»	– –	4,7 4,91
														ООО «Теллус-Консалтинг»	4	36
20	Строительство ПС 110 кВ Императорская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ЛОЭСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «Рыбообрабатывающий комбинат № 1», ООО «Селект Энерджи», ООО «ТТВ»	ОАО «Рыбообрабатывающий комбинат № 1»	–	4
21	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Гатчинская – Институт с отпайкой на ПС Промзона-1 (ВЛ 110 кВ Балтийская-2) на ПС 110 кВ Императорская ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2		ООО «Селект Энерджи»	–	4,999
														ООО «ТТВ»	0,4	4,5
22	Строительство ПС 110 кВ Порошкино с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Энерго-инвест»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ольгино», ООО «Ольгино-4», ООО «Петербургская финансовая компания», ООО «РАС», ООО «Специализированный застройщик «М3»	ООО «Ольгино»	– – –	4,941 4,941 4,968
														ООО «Ольгино-4»	– – –	2,2 3,04 3,6 4,76
23	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Парнас – Порошкино ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая	ООО «Энерго-инвест»	110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	–	2,8		ООО «Петербургская финансовая компания»	–	1,4
														ООО «РАС»	– –	3,6 4,061
														ООО «Специализированный застройщик «М3»	– –	3,955 4,448
24	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 «СЕВЗАПСТРОЙ-ИНВЕСТ»	–	49
25	Строительство ЛЭП 110 кВ Зеленогорск – Лесное ориентировочной протяженностью 30 км	АО «ЛОЭСК»	110	км	30	–	–	–	–	–	–	30				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
26	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 13,5
27	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				
28	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высокая 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»	АО «СевНИИГиМ»	– –	76 47
29	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				
30	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 «Балт-ИнвестГрупп»	–	15,75
31	Строительство двух КЛ 110 кВ Парнас – Лесной ручей	ОАО «ОЭК»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
32	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
33	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Лужская-тяговая – новая ПС 110 кВ	ООО «Балтийский метанол»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
34	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
35	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
36	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
37	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
38	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
39	Реконструкция ПС 110 кВ Новосаратовка (ПС 123) с заменой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/20/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	ООО «Специализированный застройщик «Сэтл Эстейт»	–	25,6
40	Строительство ПС 110 кВ Жаровская с двумя трансформаторами 110/20 кВ мощностью 10 МВА каждый и тремя трансформаторами 110/25 кВ мощностью 48 МВА каждый	ООО «ВСМ Две Столицы»	110	МВА	–	–	–	2×10	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ВСМ Две Столицы»	ООО «ВСМ Две Столицы»	–	30,3
		ООО «ВСМ Две Столицы»	110	МВА	–	–	–	3×48	–	–	–	144				
41	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Ленинградская – Жаровская ориентировочной протяженностью 7 км каждая	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	–	–	2×7	–	–	–	14				
42	Строительство ПС 110 кВ Хвороза с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×6,3	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром»	–	5
43	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Чудово – Липки с отпайкой на ПС Бабино (ВЛ 110 кВ Чудовская-4) на ПС 110 кВ Хвороза	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х				
44	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	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Научно-исследовательский институт «Вектор»	АО «Научно-исследовательский институт «Вектор»	0,9	1

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 46.

Таблица 46 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	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»
2	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»
3	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»
4	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 47.

Таблица 47 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) 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
4	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 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304) 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
6	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 110/10/6 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
7	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
8	Реконструкция ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
9	Реконструкция ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
10	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
11	Реконструкция ПС 110 кВ Рябово (ПС 484) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
12	Реконструкция ПС 110 кВ Синявино (ПС 193) 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	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
13	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 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
14	Реконструкция ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211) 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	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
15	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
16	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
17	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
18	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
19	Строительство ПС 110 кВ Агалатово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
20	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 Агалатово 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 48 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 48 – 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	Генерирующа я компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
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 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

5.1 Исходные расчетные условия

Технико-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.

Технико-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 2025 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 2025 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 49).

Таблица 49 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2023	2024	2025
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	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.04.2025	–	108,1	107,8

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Батово (ПС 142)

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 2026–2044 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

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

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

Таблица 50 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Батово (ПС 142)

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 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 40 МВА каждый	–	–	–	110	2×40	–	–	–	447,23
Реконструкция ПС 110 кВ Суйда (ПС 400) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Суйда – Кобрино (ВЛ 35 кВ Гатчинская-9) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Вырица (110 кВ) – Кобрино с отпайкой на ПС Ухта (ВЛ 35 кВ Вырицкая-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Кобрино (ПС Кб) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Вырица (110 кВ) – Кобрино с отпайкой на ПС Ухта (ВЛ 35 кВ Вырицкая-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Кобрино (ПС Кб) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Кобрино – Юбилейная (ВЛ 35 кВ Кобринская-1) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Итого по варианту № 1									478,58
Вариант № 2									
Реконструкция ПС 35 кВ Орлино (ПС Орл) с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×25	ОРУ 110-5АН / 3	ОРУ 35-9 / 5	ЗРУ 10 / 8	1574,04
Строительство заходов ВЛ 110 кВ Белогорка – Пехенец (ВЛ 110 кВ Толмачевская-3) на ПС 110 кВ Орлино ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	110	1×2×0,2	АС-185	–	–	–	–	–	5,78
Строительство заходов ВЛ 35 кВ Дружная Горка – Юбилейная с отпайкой на ПС Орлино (ВЛ 35 кВ Кобринская-2) на ПС 110 кВ Орлино ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый	35	1×2×0,05	АС-70	–	–	–	–	–	2,85
Демонтаж ПС 35 кВ Орлино (ПС Орл)	–	–	–	35/10	1×6,3	–	ОРУ 35-3Н / 1	ЗРУ 10 / 8	41,68
Демонтаж отпайки ВЛ 35 кВ Дружная Горка – Юбилейная с отпайкой на ПС Орлино (ВЛ 35 кВ Кобринская-2) ориентировочной протяженностью 0,05 км	35	1×1×0,05	АС-120	–	–	–	–	–	0,02
Установка АВР на ЛВ-35 кВ ВЛ 35 кВ Батово – Тяговая-12 с отпайкой на ПС Лампово (Батовская-2) на ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	35	–	–	–	–	–	–	–	3,55
Установка АВР на СВ-35 кВ ПС 35 кВ Юбилейная (ПС Юб)	35	–	–	–	–	–	–	–	3,55
Итого по варианту № 2									1631,46

Таблица 51 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	478,58	1631,46
<i>То же в процентах</i>	<i>100 %</i>	<i>341 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	415,79	1530,90
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	597,42	2179,83
<i>То же в процентах</i>	<i>100 %</i>	<i>365 %</i>

Таблица 52 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Батово (ПС 142) в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	478,58	0,00	149,08	149,08	180,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																			
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	478,58	0,00	149,08	149,08	180,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																				
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	415,79	0,00	0,00	0,00	0,00	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72
в том числе:	–																			
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	415,79	0,00	0,00	0,00	0,00	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	894,37	0,00	149,08	149,08	180,43	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	597,42	0,00	138,03	127,81	143,23	20,37	18,87	17,47	16,17	14,98	13,87	12,84	11,89	11,01	10,19	9,44	8,74	8,09	7,49	6,94

Таблица 53 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Батово (ПС 142) в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>1631,46</i>	393,51	396,38	396,38	445,18	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	8,64	0,00	2,87	2,87	2,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1622,81	393,51	393,51	393,51	442,28	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 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>1530,90</i>	0,00	0,00	0,00	95,62	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69
в том числе:	–																			
ВЛ	1,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1529,87	0,00	0,00	0,00	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62	95,62
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>3162,36</i>	393,51	396,38	396,38	540,79	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69	95,69
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	0,25
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>2179,83</i>	393,51	367,02	339,84	429,30	70,33	65,12	60,30	55,83	51,70	47,87	44,32	41,04	38,00	35,18	32,58	30,16	27,93	25,86	23,95

Как видно из таблицы 51, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Батово (ПС 142) 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.

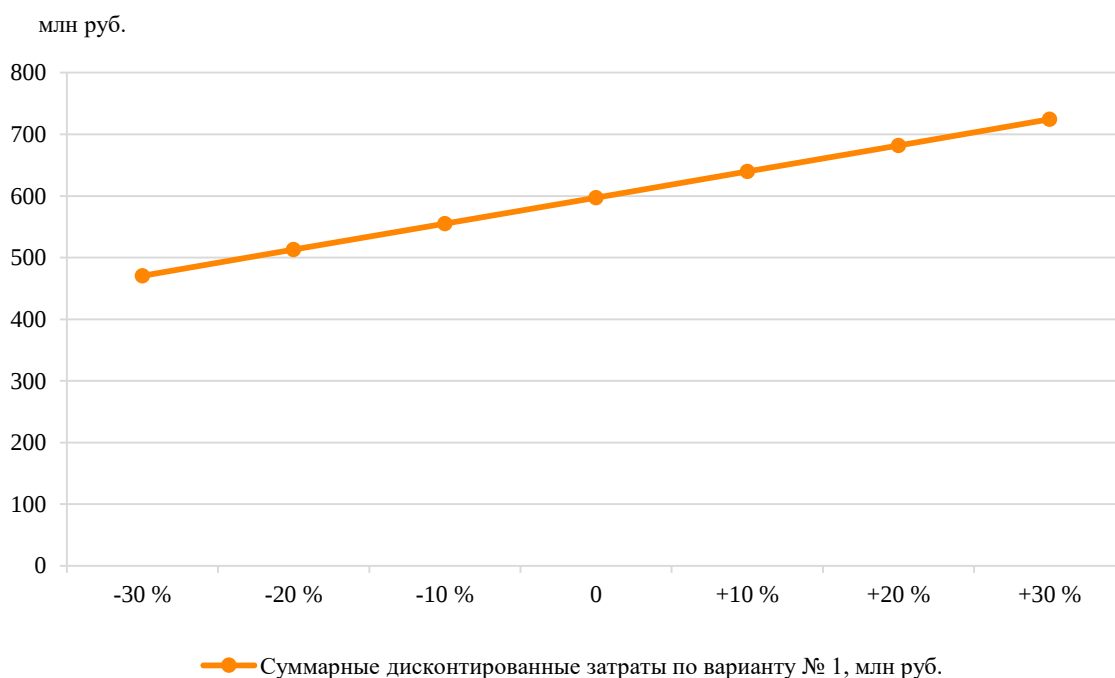
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

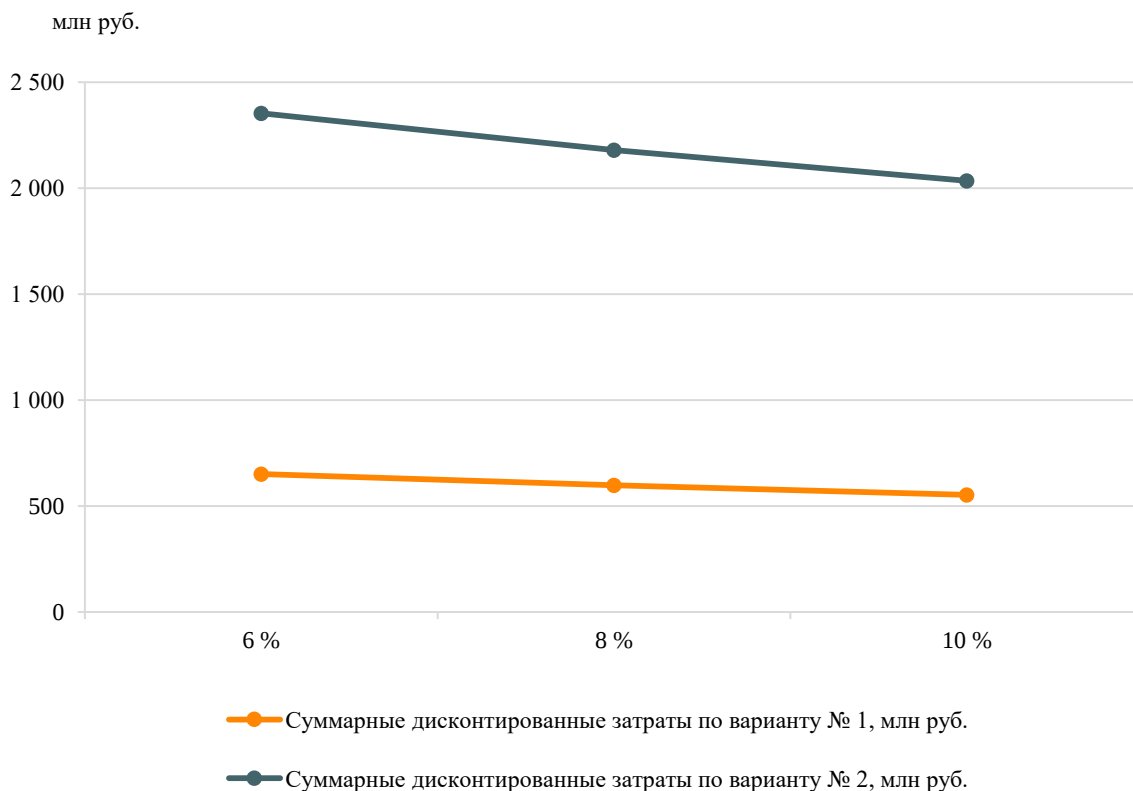
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 28.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	471	513	555	597	640	682	724

Рисунок 28 – 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 29.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	651	597	553
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	2355	2180	2035

Рисунок 29 – 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 даже на 30 % вариант остается более экономичным по сравнению с вариантом № 2. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 201 %;

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 262 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 268 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции ПС 110 кВ Батово (ПС 142) сохраняет свое экономическое преимущество даже при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.3 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 2026–2048 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

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

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

Таблица 54 – 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. 2025 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)									
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	–	–	–	184,20
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с установкой выключателя 110 кВ в ячейке Т-1	–	–	–	110	–	1	–	–	84,86
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Итого по варианту № 1									276,90
Вариант № 2 (развитие сети 35 кВ)									
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110	1×25	–	–	–	172,94
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с установкой выключателя 110 кВ в ячейке Т-1	–	–	–	110	–	–	1	–	84,86
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с установкой выключателя 110 кВ в ячейке Т-2	–	–	–	110	–	–	1	–	84,86
Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гостилицкая-2 с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Итого по варианту № 2									350,49

Таблица 55 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	276,90	350,49
<i>То же в процентах</i>	<i>100 %</i>	<i>127 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	303,32	411,00
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	384,00	497,60
<i>То же в процентах</i>	<i>100 %</i>	<i>130 %</i>

Таблица 56 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		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>	<i>276,90</i>	89,69	89,69	97,52	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 110 кВ и ниже	276,90	89,69	89,69	97,52	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 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>303,32</i>	0,00	0,00	0,00	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17
в том числе:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	303,32	0,00	0,00	0,00	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>580,22</i>	89,69	89,69	97,52	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>384,00</i>	89,69	83,04	83,61	12,04	11,15	10,32	9,56	8,85	8,19	7,59	7,02	6,50	6,02	5,58	5,16	4,78	4,43	4,10	3,80	3,51	3,25	3,01	2,79

Таблица 57 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего капитальных затрат, млн руб.	350,49	114,22	114,22	122,06	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 110 кВ и ниже	350,49	114,22	114,22	122,06	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 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	411,00	0,00	0,00	0,00	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55
в том числе:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	411,00	0,00	0,00	0,00	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	761,49	114,22	114,22	122,06	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55	20,55
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	497,60	114,22	105,76	104,64	16,31	15,10	13,99	12,95	11,99	11,10	10,28	9,52	8,81	8,16	7,56	7,00	6,48	6,00	5,55	5,14	4,76	4,41	4,08	3,78

Как видно из таблицы 55, наиболее экономичным вариантом 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.

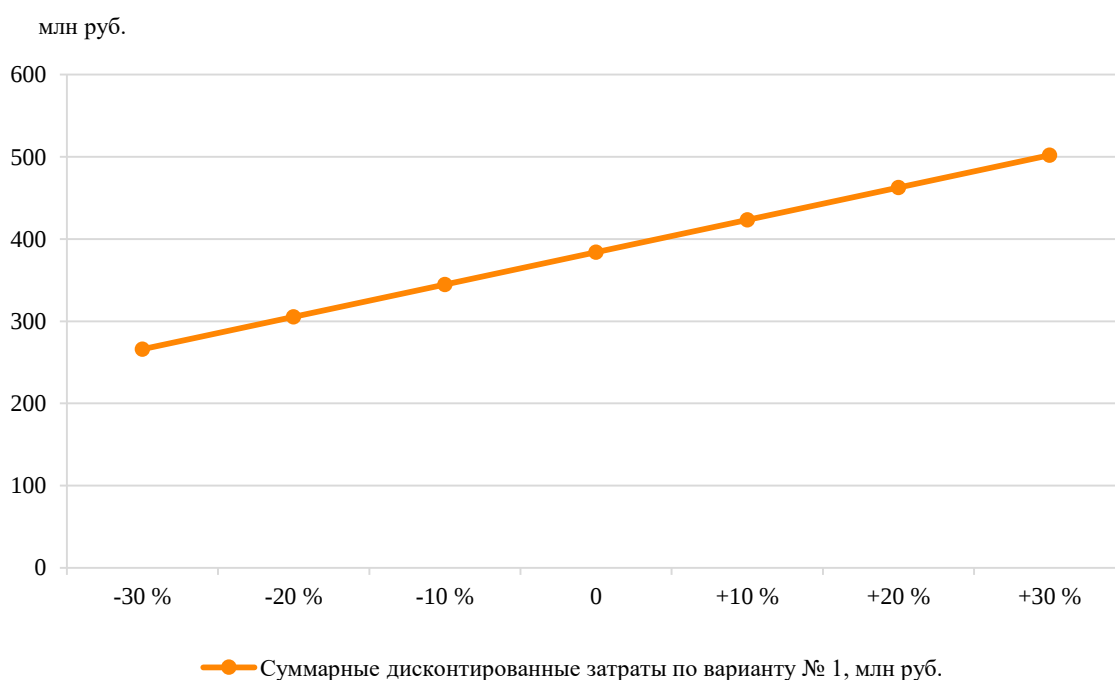
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

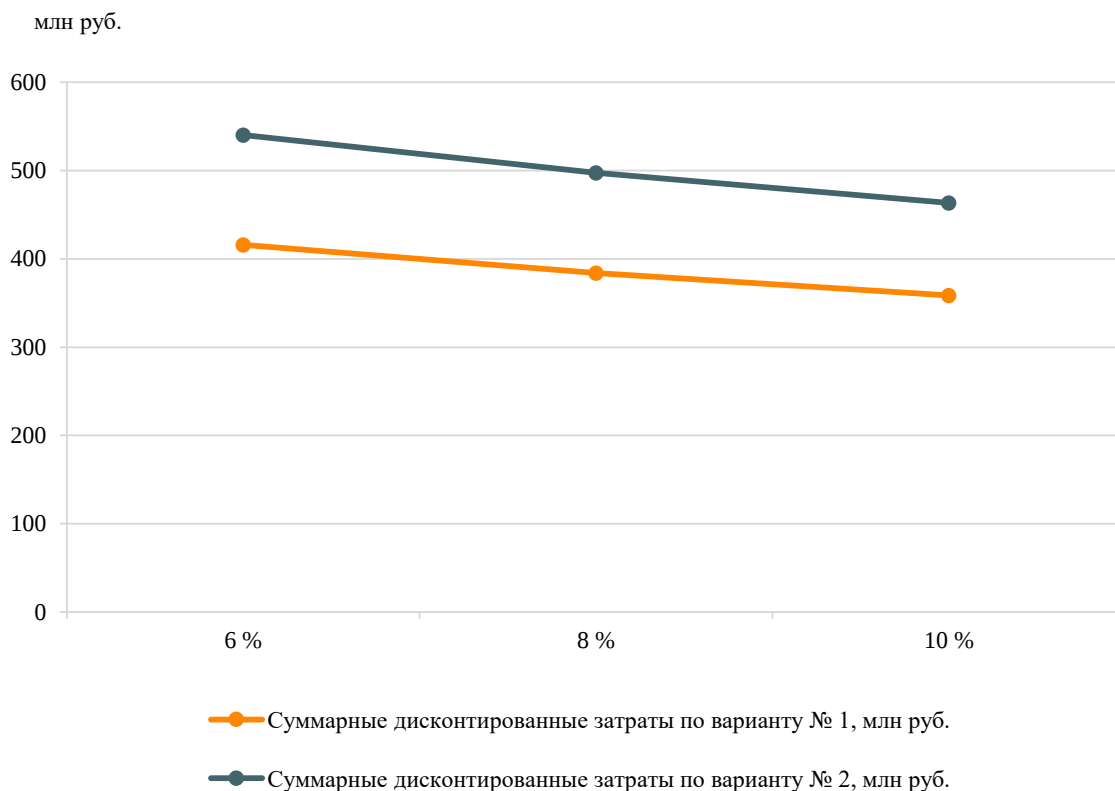
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 30.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	266	305	345	384	423	463	502

Рисунок 30 – 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 31.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	416	384	359
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	540	498	464

Рисунок 31 – 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 остается более экономичным по сравнению с вариантом № 2. При увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант № 1 и вариант № 2 становятся равноэкономичными. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 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 30 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 29 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции ПС 110 кВ Гостилицы сохраняет свое экономическое преимущество даже при ухудшении исходных показателей на 20 %, а при ухудшении исходных показателей варианта № 1 на 30 % вариант № 1 и вариант № 2 становятся равноэкономичными.

5.4 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 2026–2044 годов, включающий в себя годы строительства и 15 лет нормальной эксплуатации объектов.

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

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- кабельные линии электропередачи – 2,5 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 58 – 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. 2025 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 40 МВА каждый	–	–	–	110/35/10	2×40	ОРУ 110-5АН / 3	ОРУ 35-9 / 3	ЗРУ 10 / 14	1570,71
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	–	–	–	–	–	169,89
Строительство КВЛ 110 кВ Парнас – Лайдака ориентировочной протяженностью 24,5 км	110	1×1×24,5	АС-240 (23,5 км); АПвПу2г 1×630 (1 км)	–	–	–	–	–	731,04
Строительство захода ВЛ 35 кВ Кавголовская-2 на ПС 110 кВ Лайдака ориентировочной протяженностью 0,1 км	35	1×1×0,1	АС-120	–	–	–	–	–	1,57
Реконструкция ПС 330 кВ Парнас с установкой одной ячейки 110 кВ	–	–	–	110	–	1	–	–	87,19
Демонтаж ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628)	–	–	–	35/10	2×6,3	–	ОРУ 35-5АН / 3	ЗРУ 10 / 14	97,54
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)	–	–	–	–	–	25,64
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 80 МВА каждый	–	–	–	110	2×80	–	–	–	928,86
Итого по варианту № 1									3612,45
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-150	–	–	–	–	–	163,83
Реконструкция ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) с установкой двух ячеек 35 кВ	–	–	–	35	–	–	2	–	115,10
Реконструкция ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	–	–	–	35	2×16	–	–	–	184,69
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 80 МВА каждый	–	–	–	110	2×80	–	–	–	928,86
Реконструкция ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гарболовская – Можайская с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ВЛ 35 кВ Кавголовская-3 с заменой провода АС-95 (6,76 км) и АС-120 (1,7 км) на АС-150	35	1×1×8,46	АС-150	–	–	–	–	–	19,12
Реконструкция ВЛ 35 кВ Кавголовская-2 с заменой провода АС-70 (5,77 км) на АС-120	35	1×1×5,77	АС-120	–	–	–	–	–	10,67
Реконструкция ВЛ 35 кВ Девяткинская-1 с заменой провода АС-95 (2,87 км) и АС-70 (8,65 км) на АС-120	35	1×1×11,52	АС-120	–	–	–	–	–	22,49
Реконструкция КВЛ 35 кВ Девяткинская-2 с заменой провода АС-95 (4,9 км) и АС-70 (0,46 км) на АС-120 и КЛ ПвПу2гж1×240 (8,477 км) и ПвПу2гж1×185 (1,996 км) на ПвПу2гж1×500	35	1×1×5,36 1×10,473	АС-120 ПвПу2гж1×500	–	–	–	–	–	519,95
Замена провода ошиновки ячейки 35 кВ на ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50) в цепи включения ВЛ 35 кВ Девяткинская-1 АС-95 на АС-120	35	–	АС-120	–	–	–	–	–	1,07
Замена провода ошиновки ячейки 35 кВ на ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) в цепи включения ВЛ 35 кВ Девяткинская-1 АС-95 на АС-120	35	–	АС-120	–	–	–	–	–	1,07
Замена провода ошиновки ячейки 35 кВ на ПС 35 кВ Девяткино (ПС 50) в цепи включения ВЛ 35 кВ Девяткинская-2 АС-95 на АС-120	35	–	АС-120	–	–	–	–	–	1,07
Замена провода ошиновки ячейки 35 кВ на ПС 35 кВ Пискаревка-тяговая в цепи включения ВЛ 35 кВ Девяткинская-2 АС-95 на АС-120	35	–	АС-120	–	–	–	–	–	1,07
Замена провода ошиновки ячейки 35 кВ на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) в цепи включения ВЛ 35 кВ Кавголовская-3 АС-120 на АС-150	–	–	АС-150	–	–	–	–	–	1,07
Замена провода ошиновки ячейки 35 кВ ПС 35 кВ Можайская (ПС 619) в цепи включения ВЛ 35 кВ Кавголовская-3 АС-120 на АС-150	–	–	АС-150	–	–	–	–	–	1,07

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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	
Замена провода ошиновки ячейки 35 кВ на ПС 35 кВ Новотоксово (ПС 628) в цепи включения ВЛ 35 кВ Кавголовская-2 АС-95 на АС-120	35	–	АС-120	–	–	–	–	–	1,07
Замена провода ошиновки ячейки 35 кВ ПС 35 кВ Токсово (ПС 601) в цепи включения ВЛ 35 кВ Кавголовская-2 АС-70 на АС-120	35	–	АС-120	–	–	–	–	–	1,07
Реконструкция ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	–	–	–	110	1×63	–	–	–	238,03
Итого по варианту № 2									2219,16

Таблица 59 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	3612,45	2219,16
<i>То же в процентах</i>	<i>163 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	2387,63	1454,51
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	4235,04	2550,70
<i>То же в процентах</i>	<i>163 %</i>	<i>100 %</i>

Таблица 60 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 строительства ПС 110 кВ Лайдака в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>3612,45</i>	413,55	1025,24	1025,24	1148,42	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	844,68	0,00	273,01	273,01	298,65	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
КЛ	83,47	20,87	20,87	20,87	20,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2684,30	392,68	731,36	731,36	828,90	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 %	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 %	2,50 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>2387,63</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18
в том числе:	–																			
ВЛ	98,28	0,00	0,00	0,00	0,00	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
КЛ	31,30	0,00	0,00	0,00	0,00	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2258,04	0,00	0,00	0,00	0,00	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54	150,54
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>6000,08</i>	413,55	1025,24	1025,24	1148,42	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18	159,18
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>4235,04</i>	413,55	949,30	878,98	911,65	117,00	108,33	100,31	92,88	86,00	79,63	73,73	68,27	63,21	58,53	54,19	50,18	46,46	43,02	39,83

Таблица 61 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 строительства ПС 110 кВ Лайдака в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>2219,16</i>	0,00	616,89	766,79	835,48	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	226,11	0,00	57,94	57,94	110,22	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
КЛ	509,96	0,00	169,99	169,99	169,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1483,10	0,00	388,96	538,86	555,28	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 %	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 %	2,50 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>1454,51</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97
в том числе:		–																		
ВЛ	26,13	0,00	0,00	0,00	0,00	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
КЛ	187,10	0,00	0,00	0,00	0,00	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1241,27	0,00	0,00	0,00	0,00	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75	82,75
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>3673,67</i>	0,00	616,89	766,79	835,48	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97	96,97
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>2550,70</i>	0,00	571,20	657,39	663,23	71,27	65,99	61,11	56,58	52,39	48,51	44,91	41,59	38,51	35,65	33,01	30,57	28,30	26,21	24,27

Как видно из таблицы 59, 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.

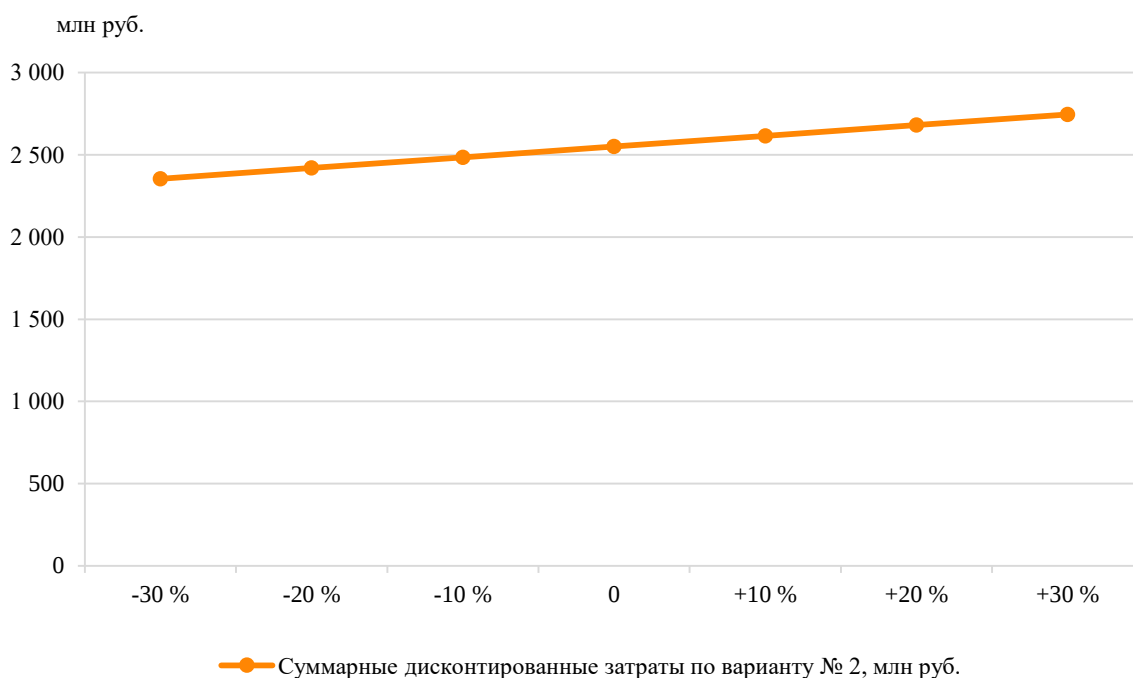
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

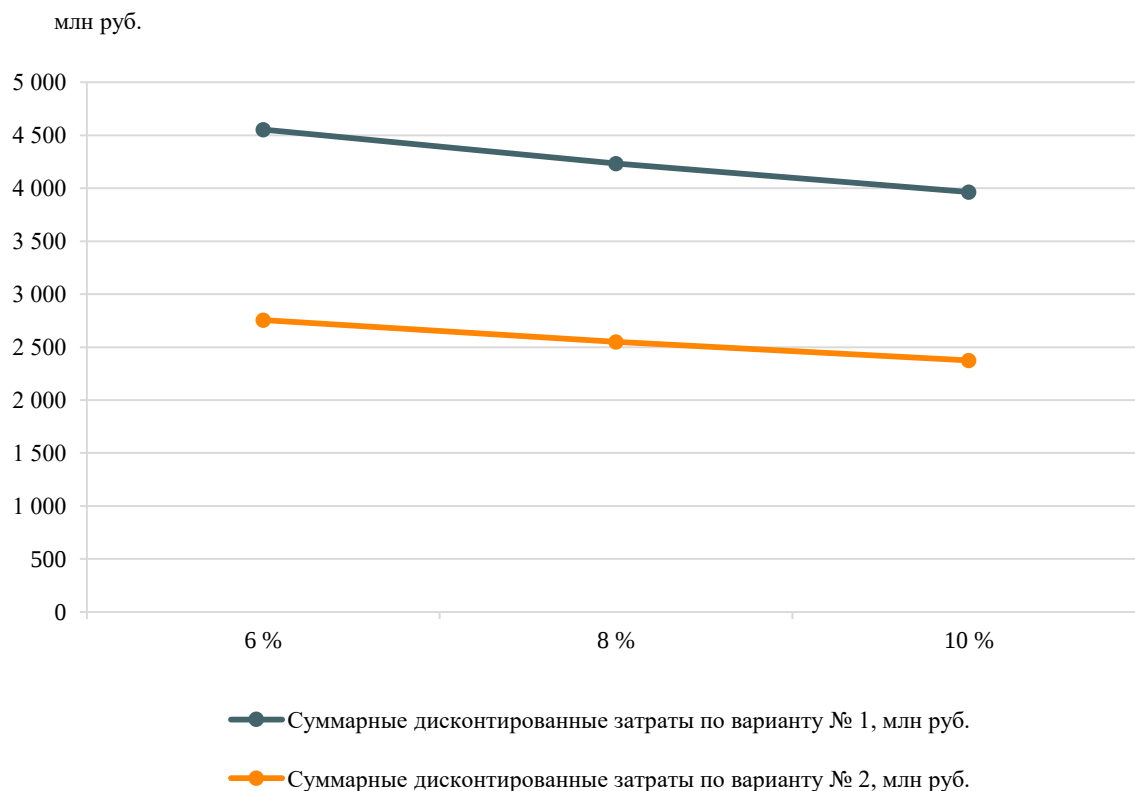
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 32.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	2355	2420	2485	2551	2616	2681	2747

Рисунок 32 – 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 33.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	4555	4235	3965
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	2757	2551	2376

Рисунок 33 – 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 даже на 30 % вариант остается более экономичным по сравнению с вариантом № 1. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 54 %;

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 65 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 67 %.

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

5.5 Техничко-экономическое сравнение вариантов по строительству ПС 110 кВ Семиозерье

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 2026–2044 годов, включающий в себя годы строительства и 15 лет нормальной эксплуатации объектов.

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

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

Таблица 62 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по строительству ПС 110 кВ Семиозерье

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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 Семиозерье с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	–	–	110/35/6	2×40	ОРУ 110-3Н / 3	ОРУ 35-9 / 7	ЗРУ 6 / 12	1774,97
Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Зеленогорская (ВЛ 110 кВ Рошинская-13) на ПС 110 кВ Семиозерье ориентировочной протяженностью 24,5 км	110	1×2×24,5	АС-120	–	–	–	–	–	728,91
Строительство заходов ВЛ 35 кВ Семиозерье – Приветнинская (Приветнинская-1) и ВЛ 35 кВ Лада – Заполье с отпайкой на ПС 35 кВ Семиозерье (Бобочинская-2) на ПС 110 кВ Семиозерье ориентировочной протяженностью 1,75 км каждый	35	2×1×1,75	АС-120	–	–	–	–	–	59,66
Строительство захода ВЛ 35 кВ Лада – Заполье с отпайкой на ПС 35 кВ Семиозерье (Бобочинская-2) на ПС 110 кВ Семиозерье ориентировочной протяженностью 2,5 км	35	1×1×2,5	АС-120	–	–	–	–	–	44,82
Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Лада – Высокое с отпайками (ВЛ 35 кВ Рябовская-1) до ПС 110 кВ Семиозерье ориентировочной протяженностью 20,37 км	35	1×1×20,37	АС-120	–	–	–	–	–	344,07
Строительство ВЛ 35 кВ от ВЛ 35кВ Победа-Семиозерье (ВЛ 35 кВ Горьковская-1) до ВЛ 35кВ Лада – Высокое с отпайками (ВЛ 35 кВ Рябовская-1) ориентировочной протяженностью 3,57 км	35	1×1×3,57	АС-120	–	–	–	–	–	61,45
Строительство второй ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская ориентировочной протяженностью 9,5 км	35	1×1×9,5	АС-120	–	–	–	–	–	158,46
Реконструкция ПС 110 кВ Советск (ПС 513) с установкой одной ячейки 35 кВ	–	–	–	35	–	–	1	–	58,71
Реконструкция ПС 35 кВ Токаревская с установкой одной ячейки 35 кВ	–	–	–	35	–	–	1	–	58,71
Реконструкция ПС 35 кВ Лужки с установкой одной ячейки 35 кВ	–	–	–	35	–	–	1	–	56,38
Реконструкция ПС 110 кВ Советск (ПС 513) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская (ВЛ 35 кВ Токаревская) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Гавриловская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская (Гавриловская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Бобочинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская (Гавриловская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Приветнинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Семиозерье – Приветнинская (ВЛ 35 кВ Приветнинская-1) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Лада с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Семиозерье – Лада (ранее ВЛ 35 кВ Бобочинская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Лада с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Победа – Рябовская (ВЛ 35 кВ Рябовская-1) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Демонтаж ПС 35 кВ Семиозерье	–	–	–	35/6	2×3,2	–	ОРУ 35-3Н / 3	ЗРУ 6 / 12	80,37
Демонтаж ВЛ 35 кВ	35	1×1×12	АС-120	–	–	–	–	–	43,16
Итого по варианту № 1									3516,69
Вариант № 2 (развитие сети 35 кВ)									
Реконструкция ПС 110 кВ Победа (ПС 158) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	–	–	–	110	2×100	–	–	–	1126,85
Реконструкция ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	–	–	–	110	1×40	–	–	–	223,61
Строительство второй ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская ориентировочной протяженностью 9,5 км	35	1×1×9,5	АС-120	–	–	–	–	–	151,62
Строительство второй ВЛ 35 кВ Токаревская – Прибыловская ориентировочной протяженностью 13,4 км	35	1×1×13,4	АС-120	–	–	–	–	–	215,34
Реконструкция ВЛ 35 кВ Победа – Семиозерье (ВЛ 35 кВ Горьковская-1) ориентировочной протяженностью 10 км с увеличением пропускной способности	35	1×1×10	АС-240	–	–	–	–	–	256,85
Реконструкция ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) ориентировочной протяженностью 12,4 км с увеличением пропускной способности	35	1×1×12,4	АС-240	–	–	–	–	–	319,92
Реконструкция ВЛ 35 кВ Лейпясую – Гавриловская (Гавриловская-4) ориентировочной протяженностью 5,5 км с увеличением пропускной способности	35	1×1×5,5	АС-150	–	–	–	–	–	106,85
Реконструкция ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская с отпайкой на ПС 35 кВ Полигон (ВЛ 35 кВ Гавриловская-2) ориентировочной протяженностью 21,65 км	35	1×1×21,65	АС-120	–	–	–	–	–	417,69
Реконструкция ВЛ 35 кВ Ермиловская – Прибыловская (ВЛ 35 кВ Ермиловская) ориентировочной протяженностью 12 км с увеличением пропускной способности	35	1×1×12	АС-120	–	–	–	–	–	230,12
Реконструкция ПС 110 кВ Советск (ПС 513) с установкой одной ячейки 35 кВ	–	–	–	35	–	–	1	–	58,71

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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	
Реконструкция ПС 110 кВ Советск (ПС 513) с заменой ТТ ячейки ВЛ 35кВ Советск – Токаревская (ВЛ 35 кВ Токаревская) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Токаревская с установкой двух ячеек 35 кВ	–	–	–	35	–	–	2	–	115,10
Реконструкция ПС 35 кВ Токаревская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35кВ Советск – Токаревская (ВЛ 35 кВ Токаревская) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Токаревская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Токаревская – Прибыловская (ВЛ 35 кВ Прибыловская) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Прибыловская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Токаревская – Прибыловская (ВЛ 35 кВ Прибыловская) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Прибыловская с заменой ТТ и провода ошиновки ячейки ВЛ 35 кВ Ермиловская – Прибыловская (ВЛ 35 кВ Ермиловская) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	9,14
Реконструкция ПС 35 кВ Прибыловская с установкой одной ячейки 35 кВ	–	–	–	35	–	–	1	–	58,71
Реконструкция ПС 35 кВ Ермиловская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Ермиловская – Прибыловская (ВЛ 35 кВ Ермиловская) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Ермиловская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Ермиловская – Высокое (ВЛ 35 кВ Высокое) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Ермиловская с установкой одной ячейки 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью 12 Мвар	–	–	–	35	12	–	1	–	83,33
Реконструкция ПС 35 кВ Лейпясую с заменой ТТ ячейки и провода ошиновки ВЛ 35 кВ Лейпясую – Гавриловская (Гавриловская-4) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Гавриловская с заменой ТТ ячейки и провода ошиновки ВЛ 35 кВ Лейпясую – Гавриловская (Гавриловская-4) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Гавриловская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская с отпайкой на ПС 35 кВ Полигон (ВЛ 35 кВ Гавриловская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	–	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Бобочинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Бобочинская – Рябовская (ВЛ 35 кВ Рябовская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Бобочинская с заменой ТТ и провода ошиновки ячейки ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская с отпайкой на ПС 35 кВ Полигон (ВЛ 35 кВ Гавриловская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	9,14
Реконструкция ПС 35 кВ Бобочинская с установкой одной ячейки 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью 6 Мвар	–	–	–	35	6	–	1	–	72,96
Реконструкция ПС 35 кВ Семиозерье с установкой одной ячейки 35 кВ	–	–	–	35	6	–	1	–	56,38
Реконструкция ПС 35 кВ Семиозерье с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Лада – Заполье с отпайкой на ПС 35 кВ Семиозерье (ВЛ 35 кВ Бобочинская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Семиозерье с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 35 кВ Победа – Семиозерье (ВЛ 35 кВ Горьковская-1) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	1,07
Реконструкция ПС 35 кВ Семиозерье с установкой одной ячейки 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью 6 Мвар	–	–	–	35	6	–	1	–	72,96
Реконструкция ПС 110 кВ Победа (ПС 158) с установкой двух ячеек 35 кВ	–	–	–	35	–	–	2	–	115,10
Реконструкция ПС 110 кВ Победа (ПС 158) с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ячейки ВЛ 35 кВ Победа – Семиозерье (ВЛ 35 кВ Горьковская-1) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	30,55
Реконструкция ПС 110 кВ Победа (ПС 158) с заменой ТТ, ВЧЗ и провода ошиновки ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	30,55
Реконструкция ПС 35 кВ Лада с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Лада – Заполье с отпайкой на ПС 35 кВ Семиозерье (ВЛ 35 кВ Бобочинская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Лада с заменой разъединителя ячейки ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	5,82
Реконструкция ПС 35 кВ Лада с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Лада – Высокое с отпайкой на ПС 35 кВ Лужки (ВЛ 35 кВ Рябовская-1) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Лада с установкой одной ячейки 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью 12 Мвар	–	–	–	35	12	–	1	–	83,33
Реконструкция ПС 35 кВ Рябовская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Бобочинская – Рябовская (ВЛ 35 кВ Рябовская-2) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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	
Реконструкция ПС 35 кВ Рябовская с установкой одной ячейки 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью 6 Мвар	—	—	—	35	6	—	2	—	72,96
Реконструкция ПС 35 кВ Приветнинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Приветнинская – Семиозерье (ВЛ 35 кВ Приветнинская-1) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Приветнинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Приветнинская с отпайкой на ПС 35 кВ Ушково (ВЛ 35 кВ Зеленогорская-3) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Высокое с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Ермиловская – Высокое (ВЛ 35 кВ Высокое) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Высокое с заменой ТТ ячейки и ВЛ 35 кВ Лада – Высокое с отпайкой на ПС 35 кВ Лужки (ВЛ 35 кВ Рябовская-1) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 110 кВ Выборг-Южная с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Перовская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Молодежная с установкой одной ячейки 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью 6 Мвар	—	—	—	35	6	—	1	—	72,96
Итого по варианту № 2									4154,51
Вариант № 3									
Строительство второй ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская ориентировочной протяженностью 9,5 км	35	1×1×9,5	АС-120	—	—	—	—	—	151,62
Реконструкция ПС 110 кВ Советск (ПС 513) с установкой одной ячейки 35 кВ	—	—	—	35	—	—	1	—	58,71
Реконструкция ПС 35 кВ Токаревская с установкой одной ячейки 35 кВ	—	—	—	35	—	—	1	—	58,71
Строительство второй ВЛ 35 кВ Токаревская – Прибыловская ориентировочной протяженностью 13,4 км	35	1×1×13,4	АС-120	—	—	—	—	—	215,34
Реконструкция ПС 35 кВ Токаревская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Токаревская – Прибыловская (ВЛ 35 кВ Прибыловская) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Прибыловская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Токаревская – Прибыловская (ВЛ 35 кВ Прибыловская) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская с отпайкой на ПС 110 кВ Выборг-районная (Гавриловская-1) на участках от ПС 35 кВ Перовская до отпайки на ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) ориентировочной протяженностью 14,5 км и отпайки на ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) до ПС 110 кВ Выборг-районная (ОЛГвр-1) ориентировочной протяженностью 2,05 км с увеличением пропускной способности	35	1×1×16,55	АС-150	—	—	—	—	—	271,57
Реконструкция ПС 110 кВ Выборг-Южная с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-1) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 110 кВ Выборг-районная с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Калининская (ВЛ 35 кв Калининская) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 110 кВ Выборг-районная с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская с отпайкой на ПС 110 кВ Выборг-районная (Гавриловская-1) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Лейпясую с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Лейпясую – Гавриловская (Гавриловская-4) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Высокое с заменой ТТ с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Высокое с установкой одной ячейки 35 кВ и БСК 35 кВ мощностью 12 Мвар	—	—	—	35	12	—	1	—	83,33
Реконструкция ПС 35 кВ Лада с заменой ТТ с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Лада с установкой одной ячейки 35 кВ	—	—	—	35	—	—	1	—	56,38
Реконструкция ПС 35 кВ Гавриловская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Лейпясую – Гавриловская (Гавриловская-4) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Гавриловская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская с отпайкой на ПС 35 кВ Полигон (ВЛ 35 кВ Гавриловская-2) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84
Реконструкция ПС 35 кВ Перовская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Выборг-Южная – Перовская с отпайкой на ПС 110 кВ Выборг-районная (Гавриловская-1) с увеличением пропускной способности	—	—	—	35	—	—	—	—	7,84

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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	
Реконструкция ПС 35 кВ Приветнинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 35 кВ Зеленогорская – Приветнинская с отпайкой на ПС 35 кВ Ушково (ВЛ 35 кВ Зеленогорская-3) с увеличением пропускной способности	–	–	–	35	–	–	–	–	7,84
Итого по варианту № 3									989,72

Таблица 63 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3
Капитальные затраты, млн руб.	3516,69	4154,41	989,72
<i>То же в процентах</i>	355 %	420 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	1924,83	2312,97	369,16
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	3938,49	4571,82	1002,69
<i>То же в процентах</i>	393 %	456 %	100 %

Таблица 64 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 строительства ПС 110 кВ Семиозерье в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	3516,69	443,74	909,53	996,43	1166,99	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	1440,52	0,00	465,79	465,79	508,95	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	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2076,17	443,74	443,74	530,65	658,04	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 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	1924,83	0,00	0,00	0,00	0,00	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32
в том числе:	–																			
ВЛ	167,68	0,00	0,00	0,00	0,00	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18	11,18
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1757,15	0,00	0,00	0,00	0,00	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14	117,14
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	5441,52	443,74	909,53	996,43	1166,99	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32	128,32
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	3938,49	443,74	842,16	854,28	926,39	94,32	87,33	80,86	74,87	69,33	64,19	59,44	55,04	50,96	47,18	43,69	40,45	37,46	34,68	32,11

Таблица 65 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 строительства ПС 110 кВ Семиозерье в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>4154,41</i>	0,00	1016,28	1447,54	1690,58	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	1698,39	0,00	566,13	566,13	566,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2456,02	0,00	450,16	881,41	1124,45	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 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>2312,97</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20
в том числе:		–																		
ВЛ	178,75	0,00	0,00	0,00	0,00	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2134,21	0,00	0,00	0,00	0,00	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28	142,28
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>6467,37</i>	0,00	1016,28	1447,54	1690,58	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20	154,20
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
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>4571,82</i>	0,00	941,00	1241,03	1342,04	113,34	104,94	97,17	89,97	83,31	77,14	71,42	66,13	61,23	56,70	52,50	48,61	45,01	41,67	38,59

Таблица 66 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 3 строительства ПС 110 кВ Семиозерье в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																			
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Всего капитальных затрат, млн руб.	989,72	0,00	212,84	341,41	435,46	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	638,53	0,00	212,84	212,84	212,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	351,19	0,00	0,00	128,57	222,62	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 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	—	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	369,16	0,00	0,00	0,00	0,00	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61
в том числе:	—																			
ВЛ	76,62	0,00	0,00	0,00	0,00	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	292,54	0,00	0,00	0,00	0,00	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	1358,88	0,00	212,84	341,41	435,46	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	1002,69	0,00	197,08	292,71	345,69	18,09	16,75	15,51	14,36	13,30	12,31	11,40	10,56	9,77	9,05	8,38	7,76	7,18	6,65	6,16

Как видно из таблицы 63, наиболее экономичным вариантом по строительству ПС 110 кВ Семиозерье является вариант № 3.

Вариант № 3 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.

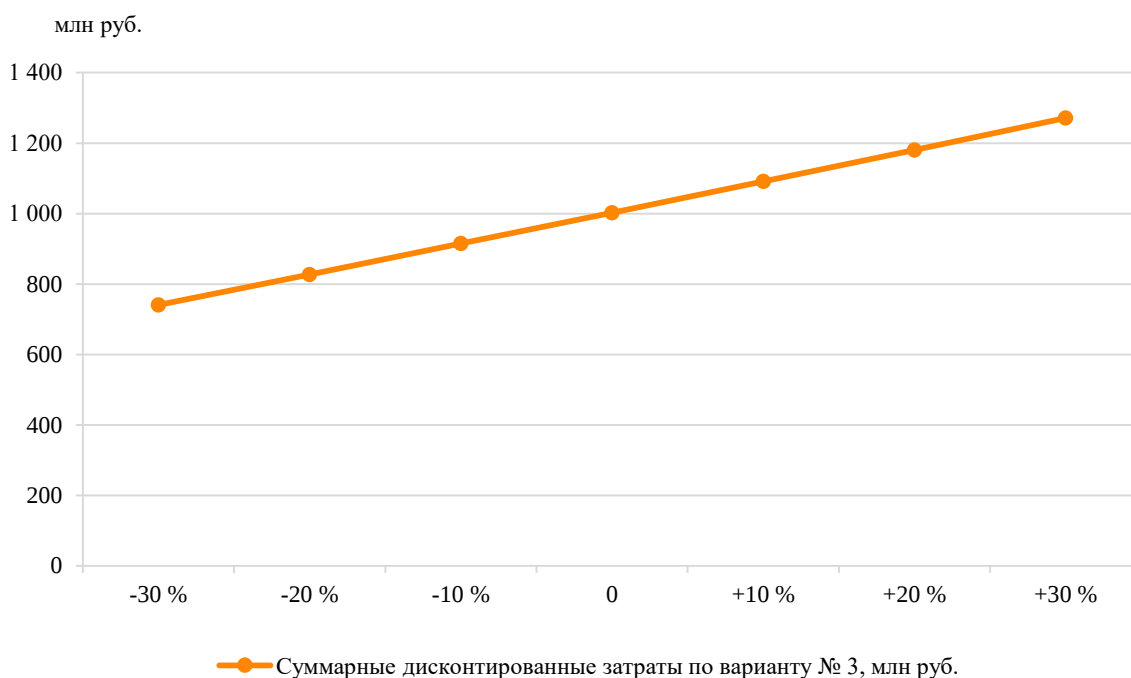
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 3;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

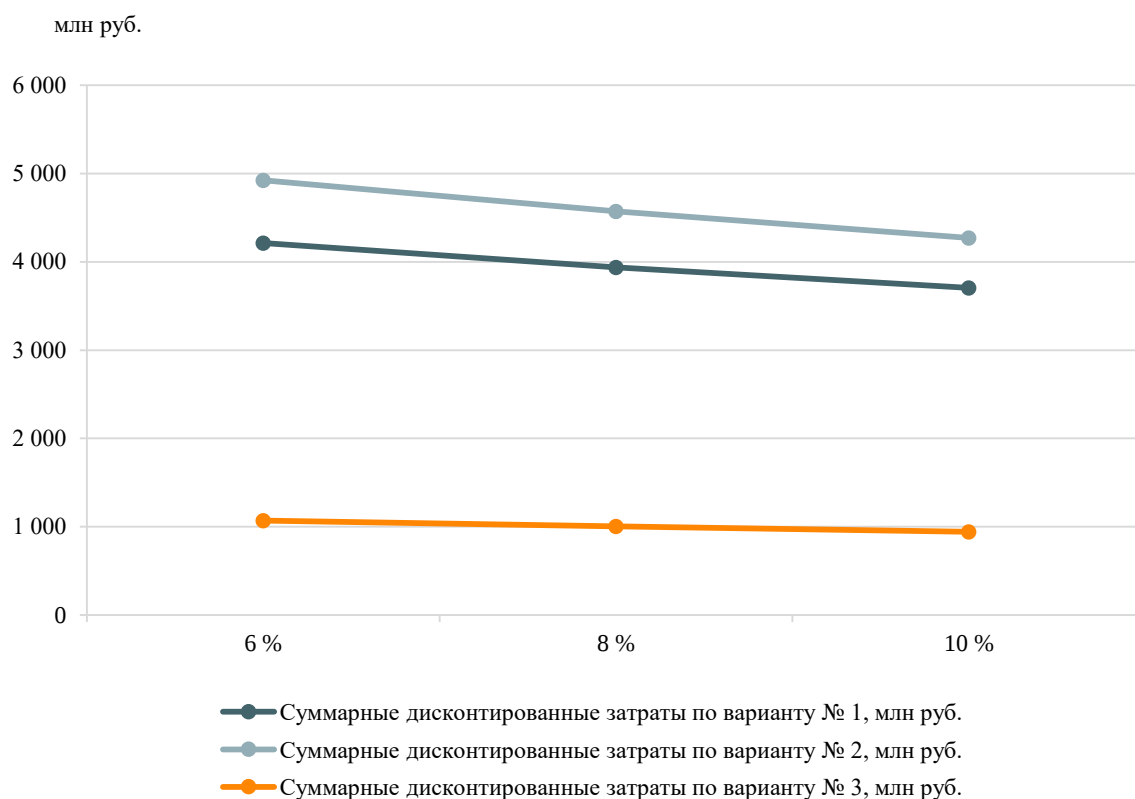
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 3 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 34.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 3, млн руб.	741	827	915	1003	1091	1181	1271

Рисунок 34 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 3 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 35.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	4215	3938	3704
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	4924	4572	4272
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 3, млн руб.	1071	1003	943

Рисунок 35 – 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 № 3 даже на 30 % вариант остается более экономичным по сравнению с вариантом № 1 и с вариантом № 2. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 210 % и 260 % соответственно;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 3. При ставке дисконтирования 6 % варианты № 1, № 2 остаются более затратными по отношению к варианту № 3, разница составляет 294 % и 360 % соответственно. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 1 и № 1 остаются также более затратными по отношению к варианту № 3, разница составляет 293 % и 353 % соответственно.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 3 строительства ПС 110 Семиозерье сохраняет свое экономическое преимущество даже 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 18.11.2024 № 15@ инвестиционной программы ПАО «Россети Ленэнерго» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго», утвержденную приказом Минэнерго России от 29.12.2020 № 31@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 08.12.2023 № 15@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Ленэнерго» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 13.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) 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:

– прогноза 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);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России 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 67.

Таблица 67 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ленинградской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	30,45	2390,72	4236,34	4767,48	0,00	0,00	0,00	11424,99

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 2025 год на территории Ленинградской области осуществляют свою деятельность 8 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 – 17 % 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 2024 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 тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 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;

¹ Приказ Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 30.11.2024 № 210-п.

– нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 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 6 лет (в случае превышения размера заемных средств уровня $3,5 \times \text{EBITDA}$ за 2024 год – 12 лет).

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

- 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;
- с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 68.

Таблица 68 – 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)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 30.11.2024 № 210-п «Об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Ленинградской области и сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков на 2025 год» (с изменениями от 13.01.2025) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Ленинградской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 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 2025 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

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

потребления электрической энергии в Ленинградской области, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России⁴, не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки документа) инвестиционной программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 69.

Таблица 69 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	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)	4 %	2 %	2 %	1 %	–	–
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-1,0 %	3,4 %	3,3 %	1,7 %	-0,2 %	2,1 %

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

⁴ Приказ ФАС России от 30.09.2024 № 672/24.

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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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 70.

Таблица 70 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ленинградской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	16198	17713	18824	20853	21879	21879
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)	1992	3531	3973	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	23743	19333	24421	27473	31412	31412

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 71 и на рисунке 36.

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 71 – 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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	61,4	70,2	77,9	83,4	86,6	92,4
НВВ	млрд руб.	69,6	75,6	79,4	84,8	88,6	88,9
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,2	5,5	1,5	1,4	2,0	-3,5
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,51	4,98	5,35	5,63	5,87	6,13
Среднегодовой темп роста	%	–	110	107	105	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,11	5,37	5,46	5,73	6,00	5,90
Среднегодовой темп роста	%	–	105	102	105	105	98
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,6	0,4	0,1	0,1	0,1	-0,2

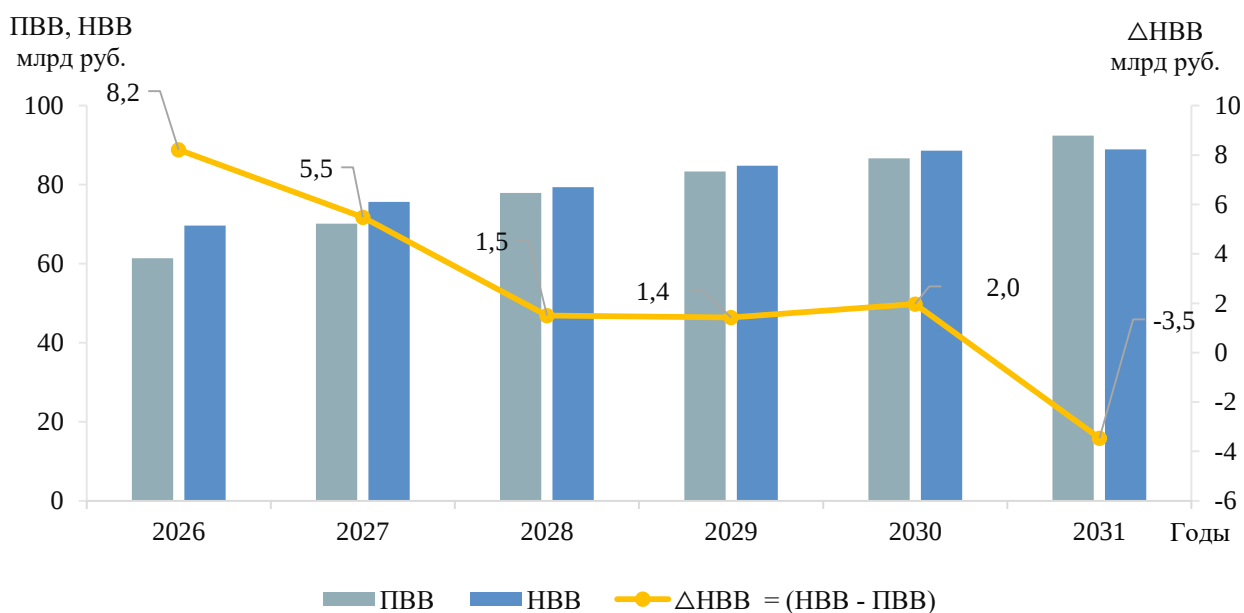


Рисунок 36 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ленинградской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 71, 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 2025 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), а также выявлена недостаточность выручки на всем прогножном периоде при снижении (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) среднего единого (котлового) тарифа. Дефицит финансирования в указанных сценариях и Базовом суммарно за период наличия дефицита составляет 14,9-112,7 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 37.

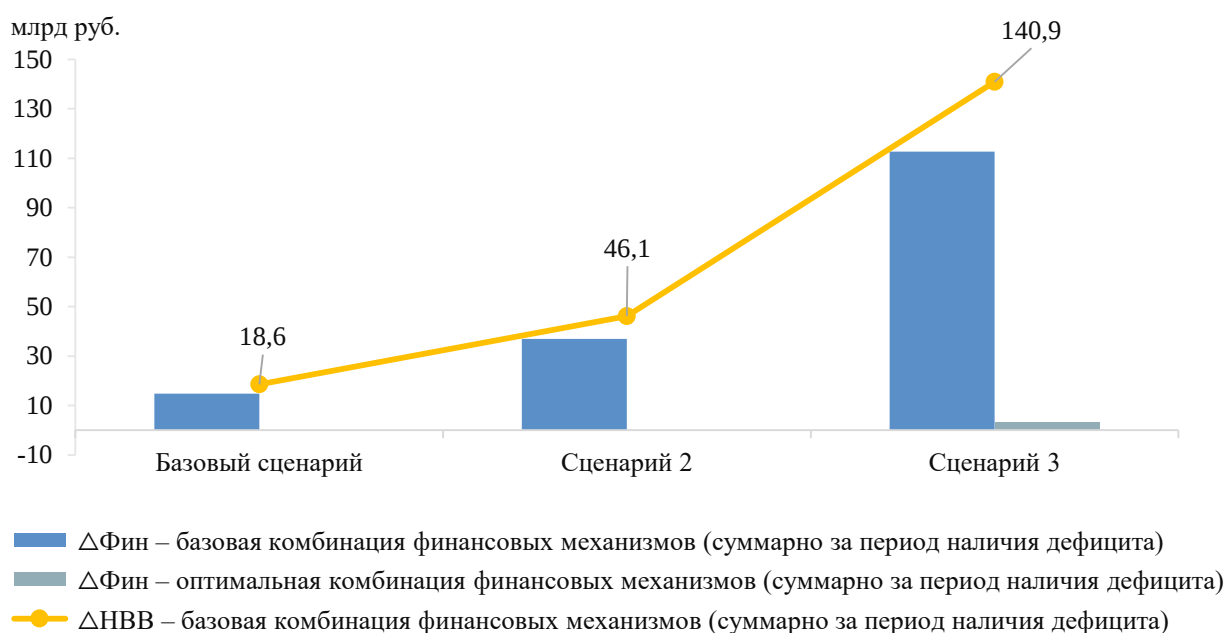


Рисунок 37 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Ленинградской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 72.

Таблица 72 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	5 %	31 %	31 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	61 %

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 37, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и сценарии 2 (таблица 72) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при увеличении объемов бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области на территории 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 2031 году в объеме 30742 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,18 %.

Потребление мощности Ленинградской области к 2031 году увеличится и составит 4699 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,20 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Ленинградской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6083–6542 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, расположенных на территории Ленинградской области, в 2031 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 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 205,946 км, трансформаторной мощности 3215,4 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем: утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст: электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 г., регистрационный № 54199. – Текст: электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 (дата обращения: 29.08.2025).

10. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики: утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст: электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 г. № 24. – Текст: электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

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 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	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-B-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
		2	ПЛ-20/0961-B-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
		3	ПЛ-20/0961-B-562		29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
		4	ПЛ-20/0961-B-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-B-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		2	ПЛ-20/0961-B-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		3	ПЛ-20/0961-B-562		30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5	
		4	ПЛ-20/0961-B-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-B-742		27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		2	ПЛ-20/811-B-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-B-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	РО-15-B-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		3	РО-15-B-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		4	РО-15-B-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		5	РО-15-B-450		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		6	РО-15/883-B-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		7	РО-15/883-B-455		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		8	РО-15/883-B-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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
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	
БиоТЭС Вирео Энерджи	ООО «Вирео Энерджи»			Свалочный газ									
		1	Caterpillar CG 170-12		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	
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»			Газ, мазут									
		1	P-12-3,4/0,5-1		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»			Газ									
		1	ГТ-009		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	
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»			Газ, мазут									
		1	ДК-20-120		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	АО «Сясьский ЦБК»			Газ, мазут									
		3	ПР-6-35/10/1,2		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»			Высокотемпературные уходящие газы от сжигания серы в серноокислом производстве									
		3	ПТ-12/13-3,4/1,0-1		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	
Волховская ТЭЦ	АО «ЛОТЭК»			Газ, мазут									
		1	P-6-35/5М		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»			Газ									
		3	ТГ-25,6-2В3.1		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭЦ СЛАНЦЫ	ООО «СЛАНЦЫ»			Газ,									
		5	АТ-25-2	смолопродук- ты	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»			Газ, мазут									
		1	ПТ-12-35/10м		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
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, кородревес- ные отходы									
		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	К-500-65/3000-2 (2 шт.)		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0			Вывод из эксплуатации в 2030 г.
		4	К-500-65/3000-2 (2 шт.)		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0			Вывод из эксплуатации в 2030 г.
		5	К-1200-6,8/50		1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	1187,6	
		6	К-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	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	3525,8	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Киришская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, мазут									
		1	ПТ-60/70-130/7		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-65/75-130/13-1		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	
		4	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация в 2026 г.
		5	Р-40-130/13		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		1	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		2	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		3	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		4	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		5	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		6	ПГУ		795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	795,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2570,0	2570,0	2575,0	2575,0	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	
ЭСН КС Портовая	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»			Газ									
		1	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
УТЭЦ ВФ АО Апатит	АО «Апатит»												
		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 Петербургцемент	АО «ЦЕМРОС»			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 ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	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	265,14	265,14
2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	329,40	329,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
3	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	409,73	409,73
4	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) 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	628,20	628,20
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 80 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	–	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	1223,27	1223,27

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
6	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304) 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	394,03	394,03
7	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 110/10/6 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	409,75	409,75
8	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	505,25	505,25

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	295,08	295,08
10	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 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	513,29	513,29
11	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	597,23	597,23

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
12	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рябово (ПС 484) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	590,15	590,15
13	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Синявино (ПС 193) 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	–	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	486,13	486,13

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
14	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2028 ³⁾	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций (с учётом демонтажа ММПС). 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	628,20	628,20
15	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211) 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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	597,23	597,23

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
16	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	418,15	418,15
17	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	614,24	614,24
18	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 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	456,52	456,33

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
19	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	2026 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	197,71	70,97
20	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	2026 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	197,22	70,80
21	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	2026 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	26,40	9,48
22	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	2026 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	25,37	9,11
23	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство ПС 110 кВ Агалатово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1872,84	1872,84

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
24	г. Санкт- Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Сертолово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Северная-4) и ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Лупполово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Рощинская- 3) до ПС 110 кВ Агалатово 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	145,62	145,62

Примечания

1 ¹⁾ 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 ²⁾ 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 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.