

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2021-2025 ГОДЫ

Пояснительная записка

ТОМ 1

Книга 1

Часть 1

Содержание

Введение	7
1 Общая характеристика региона	9
2 Анализ существующего состояния электроэнергетики Ленинградской области за прошедший пятилетний период	11
2.1 Характеристика энергосистемы Ленинградской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории Ленинградской области, а также электростанциям промышленных предприятий	11
2.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии и максимума потребления мощности, структура электропотребления за последние 5 лет	14
2.3 Перечень и характеристика основных потребителей электрической энергии свыше 5 МВт в Ленинградской области, с указанием годового потребления электрической энергии и максимума потребления мощности (заявленный и фактический) за последние 5 лет	16
2.4 Структура установленной электрической мощности на территории Ленинградской области, в том числе, с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2020 году ...	20
2.5 Состав существующих электростанций (а также блок-станций) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, станции, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии в независимости от мощности	23
2.6 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности	26
2.7 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности за последние 5 лет.....	29
2.8 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоёмкость ВРП, электроёмкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике)	30
2.9 Основные характеристики электросетевого хозяйства Ленинградской области 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП (с разделением на КЛ и ВЛ) и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ	32
2.10 Основные характеристики электросетевого хозяйства Ленинградской области 35 кВ	38
2.11 Основные внешние электрические связи энергосистемы на территории Ленинградской области	40

2.12	Мониторинг и анализ исполнения схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ленинградской области на 2020-2024 годы по состоянию на 31 декабря 2020 года	41
3	Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Ленинградской области.....	43
4	Цели и задачи развития электроэнергетики Ленинградской области на расчетный период 2021-2025 годы	47
4.1	Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5 летний период на территории Ленинградской области.....	48
4.2	Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной в текущем году Схемы и программы развития ЕЭС России (актуальной редакции проекта).....	59
4.3	Детализация электропотребления и максимума потребления мощности по отдельным частям энергосистемы Ленинградской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме	60
4.4	Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Ленинградской области, установленной мощностью не менее 5 МВт, на 5-летний период.....	63
4.5	Прогноз развития энергетики Ленинградской области на основе ВИЭ. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе ВИЭ и местных видов топлива	67
4.6	Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период.....	74
5	Определение развития электрических сетей 35 кВ и выше по годам на основании расчетов электрических режимов для каждого варианта прогноза потребления электрической энергии и мощности	77
5.1	Развитие сети 220 кВ и выше на территории Ленинградской области в период 2021-2025 годов	78
5.2	Развитие сети 110 кВ Ленинградской области в период 2021-2025 годов по базовому варианту	79
5.3	Развитие сети 110 кВ Ленинградской области в период 2021-2025 годов по региональному варианту.....	80
5.4	Сети 35 кВ Ленинградской области в период 2021-2025 годов.....	80
5.5	Рекомендации по замене ОД и КЗ.....	89

5.6	Рекомендации по исполнению мероприятий по программе технического обслуживания и ремонта (ТОиР).....	90
6	Расчеты нормальных, аварийных, летних и зимних режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше. Результаты проверки достаточности предлагаемых электросетевых решений для ликвидации «узких мест» и при необходимости проведение корректировки перечня.....	93
7	Расчеты токов к.з. распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ленинградской области для двух вариантов развития.....	106
8	Анализ баланса реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 35 кВ и выше. Разработка рекомендаций по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности	109
9	Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 330 кВ и ниже и оценка капитальных затрат на реализацию предложений по повышению надёжности электроснабжения потребителей.....	110
9.1	Оценка финансовой обеспеченности мероприятий.....	113
9.2	Ранжирование сетевых объектов 110 кВ и выше по срокам и очередности их ввода	113
9.3	Оценка плановых значений показателей надёжности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Ленинградской области	114
	Выводы	118
	Ссылочные нормативные документы	124
	Перечень принятых сокращений.....	126
	Приложения	127
	Приложение А. Техническое задание.....	128
	Приложение Б. Перечень существующих подстанций 35 кВ и выше на территории Ленинградской области.....	144
	Приложение В. Перечень существующих ЛЭП 35 кВ и выше на территории Ленинградской области	161

Приложение Г. Перечень ПС и ЛЭП 35 кВ, намечаемых к новому строительству и реконструкции в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений	194
Приложение Д. Перечень ПС и ЛЭП 220 кВ и выше, намечаемых к новому строительству и реконструкции в период 2021-2025 годов согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы.....	227
Приложение Е.1. Данные Комитета экономического развития и инвестиционной деятельности (письмо №14И-339/2021 от 20.01.2021) и ГКУ «Агентство экономического развития Ленинградской области.....	229
Приложение Е.2. Письмо группы Enel Green Power «ООО Копорье ВЭС»	236

Состав проектной документации

Номер п/п	Обозначение	Наименование	Примечания
1	Том 1 книга 1	Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы. Пояснительная записка Часть 1 – Главы 1-9 Часть 2 – Глава 10 Часть 3 – Глава 11	
2	Том 1 книга 2	Часть 1 - Приложения Н, П, Р к ПЗ-Т1.1 Часть 2 - Приложения С, Т, У, Ф к ПЗ-Т1.1 Часть 3 - Приложение Ц к ПЗ-Т1.1 Часть 4 - Приложение Ш к ПЗ-Т1.1	
3	Том 1 книга 3	Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы (в части теплоснабжения)	

Введение

Настоящая работа выполнена в соответствии с Техническим заданием Комитета по топливно-энергетическому комплексу Правительства Ленинградской области (приложение А).

Задачей работы является разработка схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы, которая включает в себя уточнение и обоснование оптимальных направлений развития электросетевых объектов 35 кВ и выше на территории Ленинградской области для обеспечения надежного функционирования, удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Основные направления, рассмотренные в работе:

- анализ существующего состояния электроэнергетики Ленинградской области за прошедший пятилетний период;
- перспективные уровни потребления электроэнергии и мощности на расчетный период до 2025 года;
- развитие генерирующих мощностей на период до 2025 года;
- электрические расчеты режимов работы сетей 35 кВ и выше;
- расчеты токов короткого замыкания сетей 35 кВ и выше;
- определение объемов строительства, реконструкции, расширения и технического перевооружения сетей 35 кВ и выше и ориентировочных капиталовложений.
- выбор конфигурации и основных параметров сетей 35 кВ и выше на период до 2025 года, с учетом требований к надежности электроснабжения потребителей и качеству электроэнергии.

При выполнении работы использованы:

- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы (утверждена приказом Минэнерго России от 30.06.2020 № 508);
- Проект Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы (актуальная редакция проекта);
- Отчеты АО «СО ЕЭС» о функционировании Единой энергетической системы России;
- Предложения системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъекта Российской Федерации, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Ленинградской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Ленинградской области
- Материалы технических служб ПАО «Россети Ленэнерго» и АО «ЛЮЭСК» о существующем состоянии сетей 35-110 кВ, а также филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада о состоянии сетей 220 кВ и выше на 01.01.2021;

- Схема электрических соединений сетей 35-110 кВ ПАО «Россети Ленэнерго» по состоянию на 01.01.2021;
- Технические условия, выданные ПАО «Россети Ленэнерго», АО «ЛОЭСК» и МЭС Северо-Запада на присоединение потребителей к электрическим сетям 35 кВ и выше;
- Заявки и обращения потребителей в энергоснабжающие организации на присоединение к электрическим сетям;
- Сведения Комитета экономического развития и инвестиционной деятельности Правительства Ленинградской области;
- Сведения Комитета по топливно-энергетическому комплексу Правительства Ленинградской области;
- Сведения администраций муниципальных образований Ленинградской области, а также городских и сельских поселений.

Работа выполнена в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 823 от 17 октября 2009 г. «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Работа выполнена в соответствии с требованиями «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем», «Норм технологического проектирования ВЛ и ПС напряжением 35 кВ и выше», «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем», «Руководящих указаний и нормативов по проектированию схем развития электрических сетей 110-0,38 кВ в сельской местности» (Москва, 1993г.), ПУЭ (7 редакция).

В работе приняты за отчетный год – 2020 год, за расчётный срок – 2021-2025 годы.

В связи с тем, что энергетическая статистика формируется Росстатом в августе-сентябре года, следующего за отчётным, отдельные показатели приведены за 2019 год.

В работе Ленинградская область рассматривается в пределах ее административных границ.

«Схема и программа...» является информационной базой для составления ежегодных планов по проектированию и строительству электросетевых объектов, а также может служить исходным материалом для выдачи технических условий на присоединение потребителей к сетям энергосистемы, заданий на проектирование электросетевых объектов, при разработке схем автоматизации, телемеханизации и диспетчерского управления сетями, мероприятий по организации эксплуатации сетей, мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях.

1 Общая характеристика региона

Ленинградская область является субъектом Российской Федерации и входит в состав Северо-Западного федерального округа. Общая площадь региона составляет 83,9 тыс. кв. км. Область граничит с Финляндией и Эстонией, а также с пятью субъектами Российской Федерации — Республикой Карелией, Вологодской, Новгородской, Псковской областями, городом федерального значения Санкт-Петербургом.

С запада на восток область протянулась на 500 км, а наибольшая протяжённость с севера на юг составляет 320 км.

Территория Ленинградской области с 07.05.2019 разграничена на 66 городских поселений и 121 сельских поселений, входящих в состав 17 муниципальных районов, а также Сосновоборский городской округ (не входящий в состав муниципального района). Всего в Ленинградской области 205 муниципальных образований.

Муниципальные районы Ленинградской области:

- 1 Бокситогорский район;
- 2 Волосовский район;
- 3 Волховский район;
- 4 Всеволожский район;
- 5 Выборгский район;
- 6 Гатчинский район;
- 7 Кингисеппский район;
- 8 Киришский район;
- 9 Кировский район;
- 10 Лодейнопольский район;
- 11 Ломоносовский район;
- 12 Лужский район;
- 13 Подпорожский район;
- 14 Приозерский район;
- 15 Сланцевский район;
- 16 Тихвинский район;
- 17 Тосненский район.

Крупнейшие города Ленинградской области: Гатчина, Выборг, Сосновый Бор, Всеволожск, Тихвин, Кириши.

Население Ленинградской области по данным Федеральной службы государственной статистики по Санкт-Петербургу и Ленинградской области на 01.01.2020 составляет 1875,9 тыс. человек (в том числе городское – 1260,3 тыс. человек, сельское – 615,6 тыс. человек).

Наибольшая плотность населения в районах прилегающих к Санкт-Петербургу, а наименьшая – восточные районы области. Средняя плотность населения на территории Ленинградской области 21 человек на квадратный километр.

Благодаря выгодному приграничному и приморскому положению, Ленинградская область является одним из крупнейших на Северо-Западе России транспортных коридоров.

По территории области проходят железные и автомобильные дороги, в том числе 10 федеральных автомобильных трасс, среди них: М10 «Россия», М-11 «скоростная автомобильная дорога Москва – Санкт-Петербург», А-181 «Скандинавия», А-180 «Нарва», Р-21 «Кола», Р-23 «Санкт-Петербург – Псков – Пустошка – Невель – граница с Республикой Беларусь», А-118 КАД, А-120 Санкт-Петербургское южное полукольцо, А-121 «Сортавала», А-215 «Лодейное Поле – Вытегра – Прокшино – Плесецк – Брин-Наволоки». Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования в области достигает 2549,8 км, большая часть из них электрифицирована; протяженность дорог с твердым покрытием общего пользования – 17784,8 км.

На территории области действуют четыре крупных морских порта – Усть-Луга, Приморск, Высоцк и Выборг.

По уровню и масштабам развития промышленного производства Ленинградская область занимает одно из ведущих мест в Северо-Западном федеральном округе. Доля промышленности в валовом региональном продукте Ленинградской области составляет 38,1%.

Структура отгруженной продукции промышленного производства в 2019 году:

- Добыча полезных ископаемых – 1,1%;
- Обрабатывающие производства – 84,6%;
- Производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 13,1%;
- Водоснабжение и водоотведение, организация сбора и утилизации отходов - 1,2%.

Основные отрасли промышленности: машиностроение, автомобилестроение, судостроение, химическое производство, нефтехимия, агропромышленный комплекс, лесопереработка, целлюлозно-бумажное производство, алюминиевая промышленность, промышленность строительных материалов и др. Промышленность Ленинградской области составляют около 600 крупных и средних предприятий, часть из которых входит в число ведущих организаций России. Хозяйственную деятельность в сфере промышленного производства также осуществляют свыше двух тысяч малых предприятий.

Наиболее крупными предприятиями, действующими на территории Ленинградской области являются:

1. ООО «Промышленная группа «Фосфорит», Волховский филиал АО «Апатит» - предприятия химической промышленности;
2. АО «Тосненский механический завод», АО «Тихвинский вагоностроительный завод», ПАО «Выборгский судостроительный завод», ОАО «Ленинградский судостроительный завод

«Пелла», АО «218 авиационный ремонтный завод» - производство транспортных средств и оборудования;

3. ООО «ПО «КИНЕФ» - производство нефтепродуктов;

4. АО «Сясьский ЦБК», ЗАО «Интернешнл Пейпер», АО «Илим Гофра», АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД» - целлюлозно-бумажное производство.

2 Анализ существующего состояния электроэнергетики Ленинградской области за прошедший пятилетний период

2.1 Характеристика энергосистемы Ленинградской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории Ленинградской области, а также электростанциям промышленных предприятий

Электроснабжение потребителей, расположенных на территории Ленинградской области, осуществляется энергосистемой г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области входит в состав Объединенной энергосистемы Северо-Запада (ОЭС Северо-Запада). Наряду с ней, в ОЭС Северо-Запада входят энергосистемы Мурманской, Новгородской, Псковской областей, Архангельской области и Ненецкого автономного округа, а также энергосистемы Республики Карелия и Республики Коми; с 2004 года в ОЭС Северо-Запада входит энергосистема Калининградской области. Режимом работы энергообъединения управляет Филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Оперативное диспетчерское управление энергосистемы Северо-Запада» (далее Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада).

Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области обслуживает потребителей Санкт-Петербурга и Ленинградской области и является самой крупной из энергосистем, входящих в ОЭС Северо-Запада.

Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области, объединяющая электростанции и электрические сети, находится в оперативно-диспетчерском управлении Филиала АО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области (далее Ленинградское РДУ).

В настоящее время на территории Ленинградской области осуществляют свою деятельность следующие субъекты электроэнергетики:

Компании, осуществляющие производство электроэнергии:

- ПАО «Территориальная генерирующая компания №1», филиал «Невский» (далее ПАО «ТГК-1»);

- ПАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (далее ПАО «ОГК-2»);

- АО «Концерн Росэнергоатом»;

- АО «ГТ Энерго»;

- Электростанции промышленных предприятий.

К электростанциям промышленных предприятий относятся:

- ТЭЦ АО «РУСАЛ Бокситогорск»;
- ТЭЦ ООО «Пикалевский глиноземный завод» (далее ООО «ПГЛЗ»);
- ТЭЦ ООО «Сланцы»;
- ТЭЦ ОАО «Сясьский ЦБК»;
- ТЭЦ ЗАО «Интернешнл Пейпер»;
- ТЭЦ ООО «ПГ «Фосфорит»;
- Волховская ТЭЦ АО «ЛОТЭК»;
- ТЭЦ ФГУП «НИТИ им.Александрова»;
- ТЭЦ АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»;
- Тихвинская ТЭЦ АО «Тихвинский вагоностроительный завод»;
- ЭСН КС «Портовая ООО «Газпром трансгаз Санкт-петербург».

Кроме того, на территории области работает промышленная мини-ТЭЦ ООО «Вирео Энерджи» мощностью 2,4 МВт (квалифицированный генерирующий объект ВИЭ), использующая в качестве основного топлива свалочный газ (станция активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко»).

Сетевые компании, осуществляющие свою деятельность на территории Ленинградской области по состоянию на 01.01.2021:

1. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада;
2. ПАО «Россети Ленэнерго»;
3. АО «ЛОЭСК – Электрические сети Санкт-Петербурга и Ленинградской области» (далее АО «ЛОЭСК»);
4. ООО «Никольская электросетевая компания»;
5. Муниципальное предприятие «Всеволожское предприятие электрических сетей»;
6. ООО «СевЭнергоСети»;
7. ООО «Северо-Западная Электросетевая Компания»;
8. АО «Северо-Западная инвестиционно-промышленная компания»;
9. ООО «ГОСЭНЕРГОСЕТЬ»
10. ФГУП «Научно-исследовательский технологический институт имени А.Н. Александрова»;
11. АО «Коммунарские электрические сети»;
12. АО «Научно-исследовательский институт оптико-электронного приборостроения»;
13. ООО «Линк Электро»;
14. ООО «Энергоинвест»;
15. ООО «Подпорожские электрические сети»;
16. АО «Оборонэнерго» филиал «Северо-Западный»;

17. ОАО «РЖД» (Октябрьская дирекция по энергообеспечению - СП «Трансэнерго» - филиала ОАО «РЖД»);
18. ООО «Киришская сервисная компания»;
19. ООО «Пикалевский глиноземный завод»;
20. ООО «Восток»;
21. ООО «ОБЪЕДИНЕННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ»;
22. ООО «Сетевое предприятие «Росэнерго»;
23. ООО «Ленсеть».

Источник данных: Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области, письмо №КТ-3-96/2021 от 20.01.2021

Наиболее крупными компаниями являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада, ПАО «Россети Ленэнерго», АО «ЛОЭСК».

Зоной ответственности филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада по эксплуатации и строительству сетей являются сети напряжением 220 кВ и выше.

Зоной ответственности ПАО «Россети Ленэнерго» и АО «ЛОЭСК» являются сети напряжением 0,4-110 кВ.

Сбытовые компании, осуществляющие свою деятельность на территории Ленинградской области по состоянию на 01.01.2021:

1. АО «Петербургская сбытовая компания»;
2. ООО «Русэнергосбыт»;
3. ООО «РКС-энерго»;
4. ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС»;
5. ООО «МагнитЭнерго»;
6. ООО «Межрегионсбыт»;
7. АО «Мосэнергосбыт»;
8. АО «Атомэнергопромсбыт»;
9. ООО «РГМЭК»;
10. ООО «ЕвроХим-Энерго»;
11. ООО «Русэнергоресурс»;
12. ООО «Сбытовая Компания Вымпел»;
13. ООО «Транснефтьэнерго»;
14. ООО «Энергетическая компания «СТИ»;
15. ООО «Энерговыбор-Усть-Луга»;
16. ООО «ЭнергоРОК-1»;
17. АО «Энергосбытовая компания Кировского завода»;
18. ООО «РН-Энерго»;
19. ООО «Сберэнерго»;
20. АО «Газпром энергосбыт»;

21. АО «КМА-Энергосбыт»;
22. АО «Петроэлектросбыт»;
23. ООО «БСК»;
24. ООО «Генеральная Энергетическая Компания».

Источник данных: Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области, письмо №КТ-3-96/2021 от 20.01.2021

2.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии и максимума потребления мощности, структура электропотребления за последние 5 лет

Представленные в работе уровни электропотребления и максимум потребления мощности по территории Ленинградской области за отчетный период 2016-2020 годов приведены по данным Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ. Деление между городом и областью принято условно.

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности на территории Ленинградской области за 2016-2020 годы представлена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Потребление электроэнергии и максимум потребления мощности на территории Ленинградской области в период 2016-2020 годов

	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	Среднегодовой темп прироста 2016-2020 годов, %
Электропотребление, млрд.кВтч	19,975	20,549	21,590	21,746	21,421	
годовой темп прироста электропотребления, %	4,2	2,9	5,1	0,7	-1,5	1,8
Максимум потребления мощности, МВт	3211	3205	3395	3444	3249	
годовой темп прироста максимума потребления мощности, %	7,2	-0,2	5,9	1,4	-5,7	0,3
Число часов использования максимума потребления мощности, час	6221	6412	6359	6314	6593	

Среднегодовой темп прироста электропотребления на территории Ленинградской области за период 2016-2020 годов составил 1,8 %. Изменение имело разнонаправленный характер: в 2016, 2017, 2018 и 2019 годах имел место рост электропотребления, а в 2020 году – падение.

Увеличение потребления электроэнергии в 2017 году на территории Ленинградской области, связано с увеличением электропотребления промышленными предприятиями АО «РУСАЛ Бокситогорск», ООО «Нокиан Тайерс», ПАО «ВСЗ», ООО «ТФЗ».

Существенное увеличение (5,1%) электропотребления в 2018 году обусловлено увеличением собственных нужд Ленинградской АЭС, связанное с вводом на электростанции 5-го энергоблока, а также влиянием температурного фактора.

На увеличение электропотребления в 2019 году повлияло увеличение потребления электроэнергии промышленными предприятиями нефтепроводного транспорта: ООО «Балттранс-нефтепродукт» и ООО «Транснефть-Балтика».

На снижение электропотребления в 2020 году повлияли ограничительные меры, связанные с пандемией.

Максимум потребления мощности на территории области, в отчетные годы был зафиксирован в диапазоне 3205–3444 МВт. Число часов использования максимума потребления мощности в этот же период времени изменялось в пределах от 6221 до 6593 часов.

Час и дата прохождения собственного максимума потребления мощности энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области приведены в таблице 2.2.2. Годовые максимумы потребления мощности в отчетный период отмечались в январе, феврале и декабре, в 2018 и 2019 годах в утренние часы, в 2016, 2017 и 2020 годах – в вечерние часы.

Таблица 2.2.2 – Дата и час прохождения собственного максимума потребления мощности энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области

2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
11.01; 17-00	07.02; 19-00	28.02; 11-00	28.01; 11-00	11.12; 17-00

Структура электропотребления по видам экономической деятельности на территории Ленинградской области за 2015-2019 годы представлена в таблице 2.2.3.

Структура электропотребления на территории Ленинградской области приведена по данным Федеральной службы государственной статистики (электробаланс Российской Федерации), и сформирована по потребителям, сгруппированным по видам экономической деятельности (ВЭД).

Таблица 2.2.3 – Структура электропотребления Ленинградской области по видам экономической деятельности, %

	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Потреблено электроэнергии всего, в т.ч.	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	49,1	48,3	47,3	47,8	47,3
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	4,2	5,0	4,9	5,3	5,2
строительство	1,2	1,2	1,6	1,7	1,7
транспорт и связь (с 2017 года – транспортировка и хранение)	7,2	7,6	7,4	7,7	8,1
другие виды экономической деятельности	13,0	14,5	15,3	14,9	15,3
городское и сельское население	9,7	13,0	13,0	12,2	12,4
потери в электросетях	15,6	10,4	10,5	10,3	9,8
Примечание: В разделе «другие виды экономической деятельности» учтены потребители, осуществляющие следующие виды экономической деятельности: оптовая и розничная торговля, гостиницы и рестораны, образование, здравоохранение и предоставление социальных услуг и другие отрасли непродовольственной сферы (сферы услуг)					

Как следует из приведенных данных, структура электропотребления Ленинградской области в течение 2015-2019 годов сохраняется практически неизменной.

Доля промышленного производства (добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды) в суммарном электропотреблении Ленинградской области в течение рассматриваемого периода менялась в диапазоне от 47,3 до 49,1 %. Как отмечалось выше, промышленность Ленинградской области имеет многоотраслевую направленность: ТЭК, цветная металлургия, целлюлозно-бумажная и химическая промышленность, машиностроение и приборостроение, производство строительных материалов, лесопромышленность, химия и нефтехимия, легкая промышленность.

Доля строительства в течение рассматриваемого периода выросла с 1,2 % в 2015 году до 1,7 % в 2018-2019 годы. Произошло увеличение доли потребления городского и сельского

населения с 9,7 % до 12,4 %. Доля транспорта увеличилась с 7,2 % до 8,1 %, доля потерь в электросетях снизилась с 15,6 % в 2015 году до 9,8 % в 2019 году.

Структура электропотребления Ленинградской области по видам экономической деятельности за 2019 год представлена на рисунке 2.2.1.



Рисунок 2.2.1 – Структура потребления электроэнергии на территории Ленинградской области в 2019 году

2.3 Перечень и характеристика основных потребителей электрической энергии свыше 5 МВт в Ленинградской области, с указанием годового потребления электрической энергии и максимума потребления мощности (заявленный и фактический) за последние 5 лет

Наиболее крупные предприятия, расположенные на территории Ленинградской области, представлены ниже.

ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» (ООО КИНЭФ) – нефтеперерабатывающее предприятие в городе Кириши Ленинградской области, введено в эксплуатацию в 1966 году. Предприятие выпускает неэтилированные автомобильные бензины, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей, мазуты, нефтяные битумы, углеводородные сжиженные газы, нефтяная ароматика и растворители, полиалкилбензол, линейный алкилбензол, нефтяные парафины, серная кислота, сера, кровельные материалы. Завод производит около 80 наименований нефтепродуктов и своей продукции. Продукция завода реализуется как в России, так и экспортирует (около 80%) за рубеж.

Волховский филиал АО «Апатит» (волховский химический кластер Группы «ФосАгро») – единственный в России производитель триполифосфата натрия, и один из лидеров в России по производству минеральных удобрений. Предприятие (прежнее название – Метаким) было создано в 2003 году после разделения Волховского алюминиевого завода на химическое и металлургическое производства. В состав Группы «ФосАгро» вошло в 2012 году.

Удобное географическое расположение филиала и его близость к морскому порту Санкт-Петербурга позволяют производить отгрузки продукции в любом направлении, в том числе на экспорт.

Производственные мощности предприятия позволяют выпускать 200 тысяч тонн PKS/NPK удобрений в год, 240 тысяч тонн серной кислоты, 100 тысяч тонн фосфорной кислоты и 105 тысяч тонн триполифосфата натрия.

ООО «Промышленная группа «Фосфорит», расположенное в Кингисеппском районе Ленинградской области, – одно из ведущих производителей фосфорных удобрений и кормовых фосфатов на Северо-Западе России, а также серной и фосфорной кислот для нужд собственного производства; входит с 2001 года в состав минерально-химической компании «ЕвроХим». Около 80% продукции компании идет на экспорт, что позволяет «ЕвроХиму» занимать значительную долю мирового рынка удобрений.

АО «Сясьский ЦБК» является одним из первенцев отечественной целлюлозно-бумажной промышленности. Комбинат был основан в 1928 г. и на сегодняшний день это одно из крупнейших предприятий в России по производству санитарно-гигиенических изделий с выпуском более 60 тыс. тонн в год.

Светогорский ЦБК, основанный в 1887 году, является градообразующим предприятием г. Светогорска. В декабре 1998 года предприятие вошло в состав компании International Paper. International Paper является одним из лидеров по производству высококачественной офисной бумаги в России (Ballet Brilliant, Ballet Premier, Ballet Classic, Ballet Universal, SvetoCopy) и картона для упаковки жидких пищевых продуктов. В 2009 году комбинат был переименован в АО «Интернешнл Пейпер» (прежнее наименование ОАО «Светогорск»). Сегодня Светогорский комбинат является одним из крупнейших целлюлозно-бумажных предприятий в России и использует самые современные технологии и оборудование.

ООО «Тихвинский ферросплавный завод» (ООО «ТФЗ») является одним из крупнейших в России производителей высокоуглеродистого феррохрома с содержанием хрома свыше 68,5% (30% объема феррохрома с высоким содержанием углерода, производимого в России).

ОАО «Лесплитинвест» входит в состав холдинга Промышленная группа «Союз» и является одним из крупнейших российских производителей плит МДФ, межкомнатных дверей и погонных изделий на основе МДФ. Производственные площади завода располагаются в городе Приозерск Ленинградской области.

ООО «Нокиан Тайерс» – суперсовременный шинный завод, начал работу в 2005 году во Всеволожске. Производственные мощности завода составляют 15,5 млн шин в год (на 2014 год). Продукция завода поставляется, как на внутренний, так и на зарубежный рынки.

АО «Тихвинский вагоностроительный завод» (АО «ТВСЗ») – один из самых масштабных объектов транспортного машиностроения в Европе по объему инвестиций, производственным площадям и уровню технического оснащения. Завод расположен в городе Тихвине. Предприятие представляет собой современное производство полного технологического цикла

по выпуску грузовых вагонов нового поколения с улучшенными эксплуатационными характеристиками. ТВСЗ входит в состав Научно-производственной корпорации «Объединенная Вагонная Компания» – железнодорожного холдинга в сфере производства, транспортных услуг и оперативного лизинга, инжиниринга и сервисного обслуживания грузовых вагонов нового поколения.

АО «Тихвинский Сборочный завод «Титран-Экспресс» (АО «ТСЗ «Титран-Экспресс») представляет собой современный машиностроительный комплекс, изготавливающий узлы и детали для различных типов грузовых вагонов, а также инструментальную продукцию.

ПАО «Выборгский судостроительный завод» – одно из крупнейших судостроительных предприятий, расположенных в Северо-Западном регионе России, верфь с более чем 65-летним опытом работы в области коммерческого и военного судостроения.

ОАО «Лужский абразивный завод» – современное многопрофильное предприятие, расположенное в городе Луга Ленинградской области, является одним из крупнейших в мире производителей абразивного инструмента. Завод производит широкий ассортимент абразивного инструмента (отрезные, шлифовальные, полировальные, зачистные и лепестковые круги, сегменты и бруски шлифовальные) для обработки широкого круга материалов и для различного оборудования, а также графитсодержащие и шамотные изделия (тигли, муфели и т.д.), предназначенные для плавки и разливки цветных металлов.

Перечень наиболее крупных потребителей электрической энергии, по которым была предоставлена информация, приведен в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 - Перечень наиболее крупных потребителей электрической энергии за последние 5 лет

Предприятие	Месторасположение	Электропотребление, млн.кВтч					Максимум потребления мощности, МВт									
							Заявленный					Фактический				
		2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Производство нефтепродуктов																
ООО «КИНЕФ»	город Кириши.	1447	1457	1601	н/д	н/д	188	190	215	н/д	н/д	188	189	201	н/д	н/д
Химическое производство																
ООО «ПГ «Фосфорит»	Кингисеппский район, промзона Фосфорит	229	239	259	266	273	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
АО «ЕвроХим Северо-Запад»		--	--	--	154,8	141,5	--	--	--	25	25	--	--	--	20	20
Цветная металлургия (производство глинозема)																
ООО «ПГЛЗ»	Тихвинский район, город Пикалево	15,23	9,10	13,67	14,16	н/д	27	27	27	27		26,3	19,2	15,2	14,6	н/д
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	г.Бокситогорск	143,3	153,9	148,8	144,6	145,59	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Производство бумаги и картона																
АО «Сясьский ЦБК»	Волховский район, город Сясьстрой	151,7	146,7	154,7	н/д	н/д	26,0	28,0	28,0	н/д	н/д	17,6	17,0	20,4	н/д	н/д
ЗАО «Интернешнл Пейпер»	Выборгский район, город Светогорск	1050,8	1049,7	1044,0	1039,6	1011,1	121	121	121	121	121	93,6	108,0	107,7	105,7	95,5
АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	Гатчинский район, город Коммунар	208,5	202,5	183,4	н/д	н/д	27,6	27,6	27,6	27,6	н/д	24,1	24,2	21,2	н/д	н/д
Производство железнодорожного подвижного состава. Производство частей железнодорожных локомотивов, трамвайных и прочих моторных вагонов и подвижного состава																
АО «ГВСЗ»	город Тихвин	228,0	254,3	264,0	274	226	48,0	50,0	48	49	35	45,0	48,0	47,0	35	36
Производство резиновых шин, покрышек и камер																
ООО «Нокиан Тайерс»	город Всеволожск	71,3	76,8	87,8	97,2	67,2	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Строительство судов																
ПАО «ВСЗ»	город Выборг	26,6	32,3	33,0	29,8	27,8	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	7,1	7,1	8,2	8,1	6,9
Производство ферросплавов, кроме доменных																
ООО «ТФЗ»	город Тихвин	157,4	369,8	405,7	299,3	256,3	82	82	82	82	82	26,1	77,2	68,0	64,7	54
Транспортная обработка прочих грузов																
ООО «Порт Высоцкий»	Выборгский район, город Высоцк	20,42	20,42	20,42	20,42	20,42	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Транспорт																
ОАО «РЖД»	Ленинградская область	1064,77	1108,21	1271,80	1331,97	1495,1	621	696,75	712,83	701,08	697,56	193,18	223,8	255,3	264	251,7

2.4 Структура установленной электрической мощности на территории Ленинградской области, в том числе, с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2020 году

На 01.01.2021 общая установленная мощность 22 электростанций, находящихся на территории Ленинградской области, составила 7417,054 МВт, в том числе: электростанции ПАО «ТГК-1» (филиал «Невский») – 1207,8 МВт, Киришская ГРЭС – 2555 МВт, Ленинградская АЭС – 3187,634 МВт, Всеволожская ГТ ТЭЦ – 18 МВт, Станция активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко» - 2,4 МВт, электростанции промышленных предприятий – 446,22 МВт.

Структура установленной мощности по типам электростанций на территории Ленинградской области на 01.01.2021 представлена на рисунке 2.4.1.

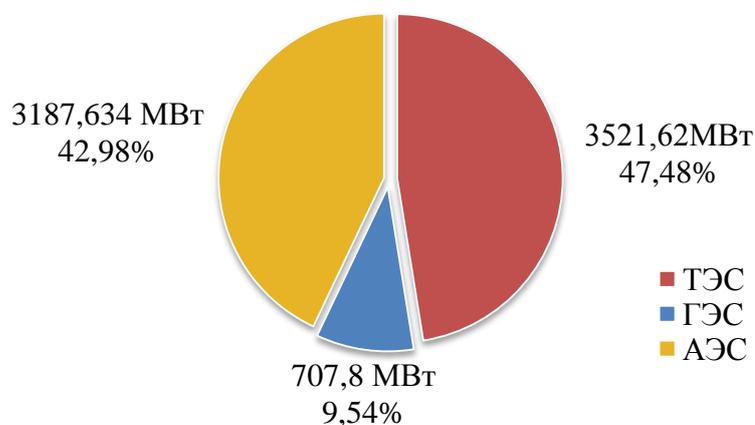


Рисунок 2.4.1 – Структура установленной мощности по типам электростанций на территории Ленинградской области на 01.01.2021

Доля станции активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко» (квалифицированный генерирующий объект ВИЭ) в суммарной установленной мощности электростанций, расположенных на территории Ленинградской области, составляет 0,03 %.

В состав ПАО «ТГК-1» (филиал «Невский») входят, расположенные на территории Ленинградской области, 6 гидроэлектростанций суммарной установленной мощностью 707,8 МВт, а также Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21) установленной мощностью 500 МВт. Следует отметить, что Северная ТЭЦ находится на территории Ленинградской области, но участвует в обеспечении тепловых нагрузок северных районов Санкт-Петербурга.

Филиал ПАО «ОГК-2» – Киришская ГРЭС расположена в г. Кириши Ленинградской области. В 2012 году на станции была введена в эксплуатацию ПГУ установленной мощностью 795 МВт. Суммарная установленная мощность электростанции на 01.01.2021 составляет 2555 МВт (конденсационная часть – 1500 МВт, теплофикационная – 260 МВт и ПГУ – 795 МВт).

Наиболее крупной электростанцией, работающей на территории Ленинградской области, является Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» – Ленинградская атомная электростанция (Ленинградская АЭС). 13.12.2018 на Ленинградской АЭС был введен в эксплуатацию пятый энергоблок установленной мощностью 1187,643 МВт. 21 декабря 2018 года, после 45 лет безопасной эксплуатации, окончательно остановлен энергоблок №1 – головной энергоблок в серии РБМК-1000 и первый в СССР реактор большой мощности 1000 МВт. 11 ноября 2020 года, после 45 лет безопасной эксплуатации, окончательно остановлен энергоблок №2 мощностью 1000 МВт.

Установленная мощность электростанции на 01.01.2021 составила 3187,634 МВт. Ленинградская АЭС - крупнейший производитель электрической энергии на Северо-Западе России.

С 2008 года в г. Всеволожске работает Всеволожская ГТ ТЭЦ мощностью 18 МВт. Станция принадлежит АО «ГТ Энерго».

На территории Ленинградской области расположены 11 электростанций промышленных предприятий суммарной установленной мощностью 446,22 МВт, которые эксплуатируются в соответствии с режимом работы обслуживаемых ими производств.

В 2019 году была введена в работу ЭСН КС «Портовая ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» установленной мощностью 10,5 МВт.

На территории области работает промышленная мини-ТЭЦ ООО «Вирео Энерджи» мощностью 2,4 МВт (квалифицированный генерирующий объект ВИЭ), использующая в качестве основного топлива свалочный газ (станция активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко»).

Структура установленной мощности электростанций по видам собственности на территории Ленинградской области на 01.01.2021 представлена в таблице 2.4.1 и на рисунке 2.4.2.

Таблица 2.4.1 – Структура установленной мощности электростанций по видам собственности на территории Ленинградской области на 01.01.2021

Собственник электростанции	Тип электростанции	Наименование электростанции	Установленная мощность на 01.01.2021, МВт	Изменение установленной мощности в 2020 году
ПАО ТГК-1 (филиал «Невский»)	ТЭЦ	Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	500	
		<i>Каскад Ладожских ГЭС</i>		
	ГЭС	Волховская ГЭС (ГЭС-6)	84	
		Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9)	99	
		Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12)	160	
		<i>Каскад Вуоксинских ГЭС</i>		
		Лесогорская ГЭС (ГЭС-10)	118	
		Светогорская ГЭС (ГЭС-11)	122	
		Нарвская ГЭС (ГЭС-13)	124,8	
Итого по ПАО «ТГК-1» (филиал «Невский»)			1207,8	
АО «Концерн Росэнергоатом»	АЭС	Ленинградская АЭС	3187,634	Вывод энергоблока №2 (1000 МВт)
ПАО «ОГК-2»	ГРЭС	Киришская ГРЭС	2555	Вывод 6Т, Р-40-130-1 (40 МВт)
АО «ГТ Энерго»	ГТ ТЭЦ	Всеволожская ГТ ТЭЦ	18	
ООО «Вирео Энерджи»	ТЭЦ	Станция активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко»	2,4	
АО «ТВСЗ»	ТЭЦ	Тихвинская ТЭЦ	109,92	
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	ТЭЦ	ТЭЦ АО «РУСАЛ Бокситогорск»	24	
ООО «ПГЛЗ»	ТЭЦ	ТЭЦ ООО «ПГЛЗ»	78	
ООО «Сланцы»	ТЭЦ	ТЭЦ ООО «Сланцы»	20	
АО «Сясьский ЦБК»	ТЭЦ	ТЭЦ АО «Сясьский ЦБК»	22,8	
ЗАО «Интернешнл Пейпер»	ТЭЦ	ТЭЦ ЗАО «Интернешнл Пейпер»	93	
ООО «ПГ «Фосфорит»	ТЭЦ	ТЭЦ ООО «ПГ «Фосфорит»	44	
АО «ЛЮТЭК»	ТЭЦ	Волховская ТЭЦ	12	
ФГУП «им.Александрова»	ТЭЦ	ТЭЦ ФГУП «НИТИ им.Александрова»	20	
АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	ТЭЦ	ТЭЦ АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	12	
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	ТЭС	ЭСН КС «Портовая»	10,5	
ИТОГО			7417,054	

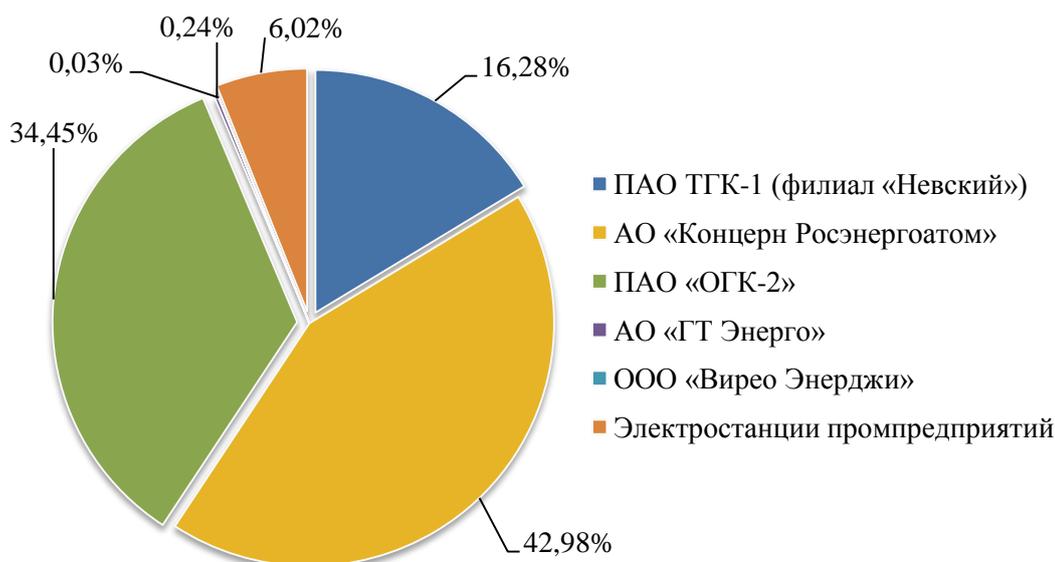


Рисунок 2.4.2 – Структура установленной мощности по видам собственности на территории Ленинградской области на 01.01.2021

Как следует из приведенных данных, наибольшая и значительная доля в структуре генерирующих мощностей Ленинградской области по установленной мощности приходится на электростанцию АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградскую АЭС (42,98%).

2.5 Состав существующих электростанций (а также блок-станций) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, станции, функционирующие на основе возобновляемых источников энергии в независимости от мощности

Состав существующих электростанций Ленинградской области с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям и указанием установленной мощности на 01.01.2021 приведен в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Состав существующих электростанций Ленинградской области с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям и указанием установленной мощности на 01.01.2021

Генерирующая компания	Наименование электростанции (станционный номер, тип установленных турбин)		Установленная мощность на 01.01.2021, МВт
ПАО ТГК-1 (филиал «Невский»)	Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)		500,0
	1	Т-100/120-130-3	100,0
	2	Т-100/120-130-3	100,0
	3	Т-100/120-130-3	100,0
	4	Т-100/120-130-4	100,0
	5	Т-100/120-130-4	100,0
	Волховская ГЭС (ГЭС-6)		84,0
	1	РО15/883-В 455	12,0

Генерирующая компания	Наименование электростанции (станционный номер, тип установленных турбин)		Установленная мощность на 01.01.2021, МВт	
	2	РО-15-В-450	9,0	
	3	РО-15-В-450	9,0	
	4	РО-15-В-450	9,0	
	5	РО-15-В-450	9,0	
	6	РО15/883-В 455	12,0	
	7	РО15/883-В 455	12,0	
	8	РО15/883-В 455	12,0	
	Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9)			99,0
	1	ПЛ20/811-В-742	27,5	
	2	ПЛ20/811-В-742	27,5	
	3	ПЛ90-ВБ-740	22,0	
	4	ПЛ90-ВБ-740	22,0	
	Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12)			160,0
	1	ПЛ-91-ВБ-800	40,0	
	2	ПЛ-91-ВБ-800	40,0	
	3	ПЛ-91-ВБ-800	40,0	
	4	ПЛ-91-ВБ-800	40,0	
	Лесогорская ГЭС (ГЭС-10)			118,0
	1	ПЛ 20/0961-В-562	29,5	
	2	ПЛ 20/0961-В-562	29,5	
	3	ПЛ 20/0961-В-562	29,5	
	4	ПЛ 20/0961-В-562	29,5	
	Светогорская ГЭС (ГЭС-11)			122
	1	ПЛ 20/0961-В-562	30,5	
	2	ПЛ 20/0961-В-562	30,5	
	3	ПЛ 20/0961-В-562	30,5	
	4	ПЛ 20/0961-В-562	30,5	
	Нарвская ГЭС (ГЭС-13)			124,8
	1	ПЛ 495-ВБ-660	41,6	
	2	ПЛ 495-ВБ-660	41,6	
	3	ПЛ 495-ВБ-660	41,6	
	Итого по ПАО ТГК-1 (филиал «Невский»)			1207,8
	АО «Концерн Росэнергоатом»	Ленинградская АЭС		3187,634
ТГ-5		К-500-65/3000	500,0	
ТГ-6		К-500-65/3000	500,0	
ТГ-7		К-500-65/3000	500,0	
ТГ-8		К-500-65/3000	500,0	
ТГ-9		К-1200-6,8/50	1187,634	
ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС		2555,0	
	КЭС			
	1	К-300-240-1	300,0	
	2	К-300-240-1	300,0	
	3	К-300-240-1	300,0	
	4	К-300-240-1	300,0	
	5	К-300-240-1	300,0	
	ТЭЦ			
	1 Т	ПТ-50-130/7	50,0	
	2 Т	ПТ-60-130/13	60,0	
	3Т	ПТ-50-130/7	50,0	
	4Т	ПТ-60-130/13	60,0	
	5Т	Р-40-130-1	40,0	
	ПГУ			
	ПТ-61	К-245-13/3	231,0	
	ГТ-62	SGT5-4000F	285,0	
ГТ-63	SGT5-4000F	279,0		
АО «ГТ Энерго»	Всеволожская ГТ ТЭЦ		18,0	
	1	ГТ-009	9,0	

Генерирующая компания	Наименование электростанции (станционный номер, тип установленных турбин)		Установленная мощность на 01.01.2021, МВт
	2	ГТ-009	9,0
ООО «Вирео Энерджи»	Станция активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко»		2,4
	ПРОДЭКС-ЭДМ-1200/10,5-01РЗ-У1		1,2
	ПРОДЭКС-ЭДМ-1200/10,5-01РЗ-У1		1,2
Электростанции промышленных предприятий			
АО «ТВСЗ»	Тихвинская ТЭЦ		109,92
	1	Wartsila 18V50SG	18,32
	2	Wartsila 18V50SG	18,32
	3	Wartsila 18V50SG	18,32
	4	Wartsila 18V50SG	18,32
	5	Wartsila 18V50SG	18,32
	6	Wartsila 18V50SG	18,32
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	ТЭЦ АО «РУСАЛ Бокситогорск»		24
	ДК-20-120		10,5
	ДК-20-120		10,5
	ПР-6-35/15/5		3,0
ООО «ПГЛЗ»	ТЭЦ ООО «ПГЛЗ»		78,0
	ПТ-12-35/10М		12,0
	ПТ-30/35-3,4/1,0		30,0
	ПР-12-90/15/7		12,0
	ПР-12/15-90/15/7М		12,0
	ПР-12-90/15/7		12,0
ООО «Сланцы»	ТЭЦ ООО «Сланцы»		20,0
	5	АТ-25-2	20,0
ОАО «Сясьский ЦБК»	ТЭЦ ОАО «Сясьский ЦБК»		22,8
	ПР-6-35/10-1,2		6,0
	Р-12-35-5М		8,4
	Р-12-35-5М		8,4
ЗАО «Интернешнл Пейпер»	ТЭЦ ЗАО «Интернешнл Пейпер»		93,0
	Р-12-35/5		12,0
	Р-12-35/5М		8,0
	Р-12-35/5		12,0
	SGT-600 PG Siemens		25,0
ООО «ПГ «Фосфорит»	ТЭЦ ООО «ПГ «Фосфорит»		44,0
	3	ПТ-12/13-3,4/1,0-1	12,0
	4	ПТ-25/30-3,6/1	32,0
АО «ЛОТЭК»	Волховская ТЭЦ		12,0
	Р-6-35/5М1		6,0
	Р-6-35/5М1		6,0
ФГУП «НИТИ им.Александрова»	ТЭЦ ФГУП «НИТИ им.Александрова»		20,0
	1	Т-25,6-2В31	20,0
АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	ТЭЦ АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»		12,0
	Р-12-3,4/0,5-1.0		12,0
ООО «Газпром трансгаз Санкт-петербург»	ЭСН КС «Портовая»		10,5
	1	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201	1,5
	2	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201	1,5
	3	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201	1,5
	4	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201	1,5
	5	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201	1,5
	6	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201	1,5
	7	Звезда-ГП-1500ВК-02М3-0201	1,5
Итого электростанции промышленных предприятий			446,2
ИТОГО			7417,054

2.6 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии электростанциями Ленинградской области в 2020 году по видам собственности приведена в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1 - Структура выработки электроэнергии электростанциями Ленинградской области в 2020 году по видам собственности

Собственник электростанции	Тип электростанции	Наименование электростанции	Выработка электроэнергии, млн.кВтч	Прирост к 2019 году, %
ПАО ТГК-1 (филиал «Невский»)	ТЭЦ	Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	1 822	-7,56
	ГЭС	<i>Каскад Ладожских ГЭС</i>		
		Волховская ГЭС (ГЭС-6)	368	1,24
		Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9)	499,1	5,54
		Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12)	824	44,01
		<i>Каскад Вуоксинских ГЭС</i>		
		Лесогорская ГЭС (ГЭС-10)	652,1	9,08
		Светогорская ГЭС (ГЭС-11)	703,8	28,27
		Нарвская ГЭС (ГЭС-13)	599,6	9,02
Итого по ПАО «ТГК-1»			5 468,60	
АО «Концерн Росэнергоатом»	АЭС	Ленинградская АЭС	27 893,6	-2,22
ПАО «ОГК-2»	ГРЭС	Киришская ГРЭС	4 252,20	-45,11
ООО «Вирео Энерджи»	ТЭС	Станция активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко»	1,154	-87,98
АО «ГТ Энерго»	ГТ ТЭЦ	Всеволожская ГТ ТЭЦ	84,6	8,32
Электростанции промышленных предприятий				
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	ТЭЦ	ТЭЦ АО АО «РУСАЛ Бокситогорск»	81,79	7,11
ООО «ПГЛЗ»	ТЭЦ	ТЭЦ ООО «ПГЛЗ»	403,1	3,6
ООО «Сланцы»	ТЭЦ	ТЭЦ ООО «Сланцы»	136,12	-3,53
ОАО «Сясьский ЦБК»	ТЭЦ	ТЭЦ ОАО «Сясьский ЦБК»	115,45	-2,98
ЗАО «Интернешнл Пейпер»	ТЭЦ	ТЭЦ ЗАО «Интернешнл Пейпер»	494,3	-0,5
ООО «ПГ «Фосфорит»	ТЭЦ	ТЭЦ ООО «ПГ «Фосфорит»	243,9	0,87
АО «ЛОТЭК»	ТЭЦ	Волховская ТЭЦ	34,3	6,19
ФГУП «НИТИ им.Александрова»	ТЭЦ	ТЭЦ ФГУП «НИТИ им.Александрова»	0	-
АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	ТЭЦ	ТЭЦ АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	72,6	0
АО «ТВСЗ»	ТЭЦ	Тихвинская ТЭЦ	260,47	-22,08
ООО «Петербургцемент»	ТЭЦ	ГПТЭС ООО «Петербургцемент»	117,4	1,29
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	ТЭС	ЭСН КС «Портовая»	44,1	100
Итого по электростанциям промышленных предприятий			2 003,53	
ВСЕГО			39 703,9	

Структура выработки электроэнергии электростанциями, расположенными на территории Ленинградской области в 2020 году по типам электростанций и по видам собственности приведена на рисунках 2.6.1 и 2.6.2 соответственно.

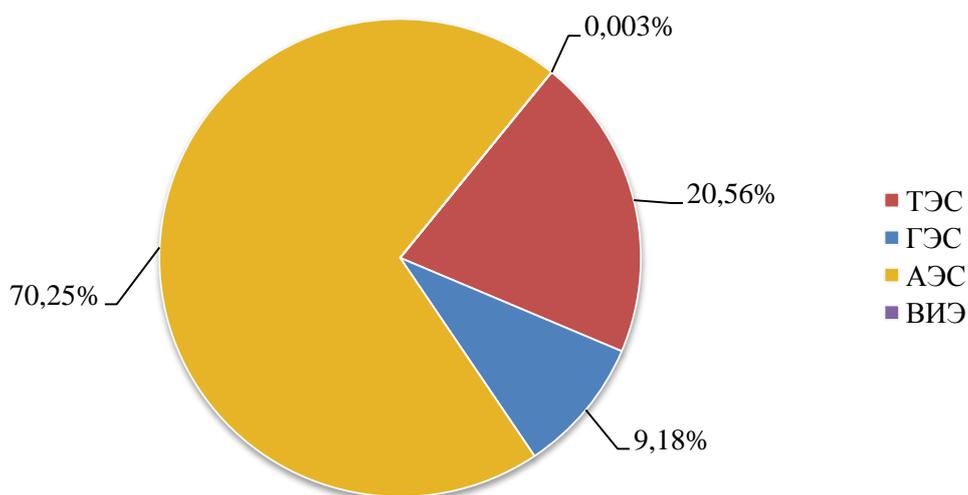


Рисунок 2.6.1 - Структура выработки электроэнергии электростанциями, расположенными на территории Ленинградской области в 2020 году по типам электростанций

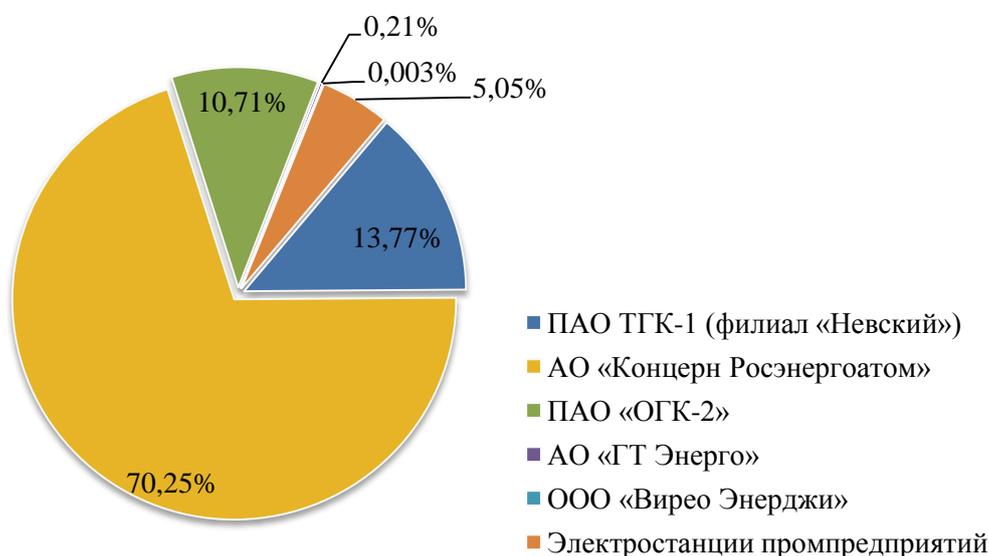


Рисунок 2.6.2 - Структура выработки электроэнергии электростанциями, расположенными на территории Ленинградской области в 2020 году по видам собственности

Как следует из приведенных данных, наибольшая доля в структуре генерирующих мощностей Ленинградской области по выработке электроэнергии (70,36%) приходится на электростанцию АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградскую АЭС.

Динамика выработки годовой электроэнергии электростанциями Ленинградской области в 2016-2020 годах по типам электростанций приведена в таблице 2.6.2. Таблица составлена по данным, предоставленным собственниками электростанций.

Таблица 2.6.2 - Динамика выработки годовой электроэнергии электростанциями Ленинградской области в 2016-2020 годах

Тип электростанций, наименование	2016 год		2017 год		2018 год		2019 год		2020 год	
	Производство	Прирост, %								
Всего, в том числе:	40 591,30	6,69	38 144,90	-6,03	42 355,70	11,04	43 457,60	2,6	39 659,584	-8,74
– АЭС	28 292,90	2,92	26 751,90	-5,45	28 815,40	7,71	28 528,1	-1	27 893,6	-2,22
Ленинградская АЭС	28 292,90	2,92	26 751,90	-5,45	28 815,40	7,71	28 528,1	-1	27 893,6	-2,22
– ГЭС	3 483,90	17,87	3 946,40	13,28	3 734,60	-5,37	3 105,10	-16,86	3 646,6	17,44
Светогорская ГЭС (ГЭС-11)	668,9	11,11	641,5	-4,09	675,1	5,24	548,7	-18,73	703,8	28,27
Лесогорская ГЭС (ГЭС-10)	706,4	5,75	668,6	-5,35	760,3	13,71	597,8	-21,37	652,1	9,08
Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9)	502,1	21,82	573,4	14,2	557,6	-2,75	472,9	-15,2	499,1	5,54
Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12)	622,9	31,69	746,7	19,88	695,7	-6,82	572,2	-17,75	824	44,01
Волховская ГЭС (ГЭС-6)	415,1	46,69	525,9	26,68	332,2	-36,83	363,5	9,42	368	1,24
Нарвская ГЭС (ГЭС-13)	568,5	9,83	790,3	39,01	713,6	-9,7	550	-22,93	599,6	9,02
– ТЭС	8 809,10	15,94	7 442,20	-15,52	9 798,40	31,66	11 814,90	20,58	8 118,23	-31,29
Киришская ГРЭС	5 333,40	21,03	3 511,40	-34,16	5 818,50	65,7	7 746,9	33,14	4 252,2	-45,11
Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	1 870,40	9,72	1 997,50	6,79	2 035,50	1,9	1 971,10	-3,16	1 822	-7,56
Дубровская ТЭЦ	7,3	245,48	0	-100	0	-	0	-	0	-
Всеволожская ГТ ТЭЦ	6,8	384,71	12,2	79,78	32,4	165,8	78,1	140,9	84,6	8,32
ТЭЦ ООО «Сланцы»	136,7	18,36	140	2,41	141	0,72	141,1	0,03	136,12	-3,53
ТЭЦ АО «РУСАЛ Бокситогорск»	97,3	-3,65	96,7	-0,63	81,9	-15,27	76,36	-6,76	81,79	7,11
Волховская ТЭЦ	22,4	-6,11	22,6	0,58	25,3	11,96	32,3	27,82	34,3	6,19
ТЭЦ АО «Кнауф Петроборд»	81,5	1,48	82,1	0,75	65,3	-20,45	72,6	11,23	72,6	0
ТЭЦ ОАО «Сясьский ЦБК»	102	-16,56	124,6	22,2	119	-4,47	119	0,02	115,45	-2,98
ТЭЦ ООО «ПГЛЗ»	361,2	-4,45	377,6	4,55	383,7	1,62	389,1	1,41	403,1	3,6
ТЭЦ ЗАО «Интернешнл Пейпер»	511,4	6,71	516,4	0,97	498,2	-3,52	496,8	-0,28	494,3	-0,5
ТЭЦ ООО «ПГ «Фосфорит»	221,7	21,33	240,4	8,45	245,1	1,96	241,8	-1,37	243,9	0,87
ТЭЦ ФГУП «НИТИ им.Александрова»	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
Тихвинская ТЭЦ	57	-	320,7	462,63	352,4	9,89	334,3	-5,15	260,47	-22,08
ГПТЭС ООО «Петербургцемент»	-	-	-	-	-	-	115,9	100	117,4	1,29
ЭСН КС «Портовая»	-	-	-	-	-	-	-	-	44,1	100
– Электростанции, функционирующие на основе НВИЭ	5,4	139,84	4,5	-17,17	7,2	60,36	9,6	33,09	1,154	-87,98
Станция активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко»	5,4	139,84	4,5	-17,17	7,2	60,36	9,6	33,09	1,154	-87,98

2.7 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности за последние 5 лет

Балансы мощности Ленинградской области на час прохождения собственного максимума потребления мощности за период 2016-2020 годов представлены в таблице 2.7.1.

В таблице 2.7.2 представлен баланс электроэнергии Ленинградской области за отчётные 2016-2020 годы.

Таблица 2.7.1 – Баланс мощности Ленинградской области за отчётные 2016-2020 годы, МВт

	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Потребность					
Максимум потребления мощности	3211	3205	3395	3444	3249
Покрытие					
Установленная мощность	8154	8266	8265,920	8471,772	7442,544
Располагаемая мощность	7953	8010	8026	8264	7291
в том числе: АЭС	4000	4000	4000	4185	3187,6
ГЭС	646	627	616	621	625,2
ТЭС	3307	3383	3410	3458	3478
Фактический резерв мощности ¹⁾	1638	2064	1972	3154	3805
Перегруз	117	99	95	74	-885
в том числе: АЭС	82	99	87	74	-876,898
ТЭС	35	0	0	0	0
ГЭС	0	0	8	0	-8
Неиспользуемая мощность	42	40	0	12	
Используемая в балансе мощность	6390	6005	6148	5172	2601
Сальдо-перетоков (Дефицит(+), профицит(-))	-3179	-2800	-2753,020	-1728,249	648,200
в т.ч. экспорт в Финляндию	306	0	0	0	0
приграничная торговля	0	62	0	0	70

¹⁾ - включая ремонт и реконструкцию

Таблица 2.7.2 – Баланс электроэнергии Ленинградской области за отчётные 2016-2020 годы, млн.кВтч

	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Потребность					
Электропотребление	19,975	20,549	21,590	21,746	21,421
Покрытие					
Выработка электростанций, в том числе	40,591	38,153	42,361	43,505	39,642
АЭС	28,293	26,752	28,815	28,528	27,894
ГЭС	3,484	3,946	3,735	3,105	3,647
ТЭС	8,814	7,455	9,811	11,872	8,101
Сальдо-перетоков (Дефицит(+), профицит(-))	-20,616	-17,604	-20,771	-21,759	-18,221
в т.ч. экспорт в Финляндию	5,282	5,040	7,318	7,351	2,9
приграничная торговля	0,186	0,254			0,3

Как видно из приведенных данных, на протяжении всего рассматриваемого периода на территории Ленинградской области имели место значительные избытки мощности (от 1728 МВт до 3179 МВт) и электроэнергии (от 17,6 млрд. кВт·ч до 21,8 млрд. кВт·ч). С территории Ленинградской области в период 2016-2020 годов осуществлялась передача мощности и электроэнергии в Финляндию (экспорт и приграничная торговля), до 306 МВт по мощности и 7,4 млрд.кВт·ч по электроэнергии.

Необходимо отметить, что балансы мощности и электроэнергии Ленинградской области имеют условный характер, так как, Ленинградская АЭС, Киришская ГРЭС, Северная ТЭЦ ис-

пользуются для электроснабжения потребителей, как Ленинградской области, так и Санкт-Петербурга, а также всего Северо-Запада.

2.8 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоёмкость ВРП, электроёмкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике)

К основным показателям энергоэффективности относятся:

– Энергоёмкость ВРП (т.у.т./млн руб.) – отношение величины потребления энергоресурсов на территории региона к ВРП. Энергоёмкость ВРП может быть определена по первичному или конечному потреблению энергоресурсов.

– Электроёмкость ВРП (тыс. кВт.ч/млн руб.) – отношение величины потребления электрической энергии к ВРП в определенном году.

– Электровооруженность труда (тыс. кВт.ч/чел.) – показатель, характеризующий уровень потребленной в производстве электроэнергии или электрической мощности в единицу рабочего времени или одним рабочим. В настоящем отчете электровооруженность труда определяется отношением общей величины потребленной в экономике электрической энергии за период на среднесписочное число рабочих.

В таблице 2.8.1 и на рисунке 2.8.1 представлена динамика энергоёмкости ВРП (для расчета данных показателей ВРП был представлен в сопоставимом виде в ценах 2014 года) по полному потреблению энергоресурсов и укрупненных удельных показателей электропотребления за период с 2015 по 2019 гг.

Таблица 2.8.1 - Динамика укрупненных удельных показателей энергопотребления в Ленинградской области за 2015-2019 гг.

№	Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Энергоёмкость ВРП по валовому потреблению, кг.у.т./тыс. руб.	17,37	17,10	17,83	19,54	18,29
2	Электроёмкость ВРП, кВт*ч./тыс.руб.	20,66	20,26	19,99	20,46	18,02
3	Электропотребление в быту в расчете на душу населения, кВт.ч./ чел.	1111,32	1446,04	1436,73	1394,30	1413,5
4	Энергопотребление в быту в расчете на душу населения, кг у. т./ чел.	1212,03	1215,39	1457,66	1590,40	1548,3
5	Электровооруженность труда в экономике, тыс. кВт. ч./ чел.	18,05	18,50	19,19	20,52	21,90

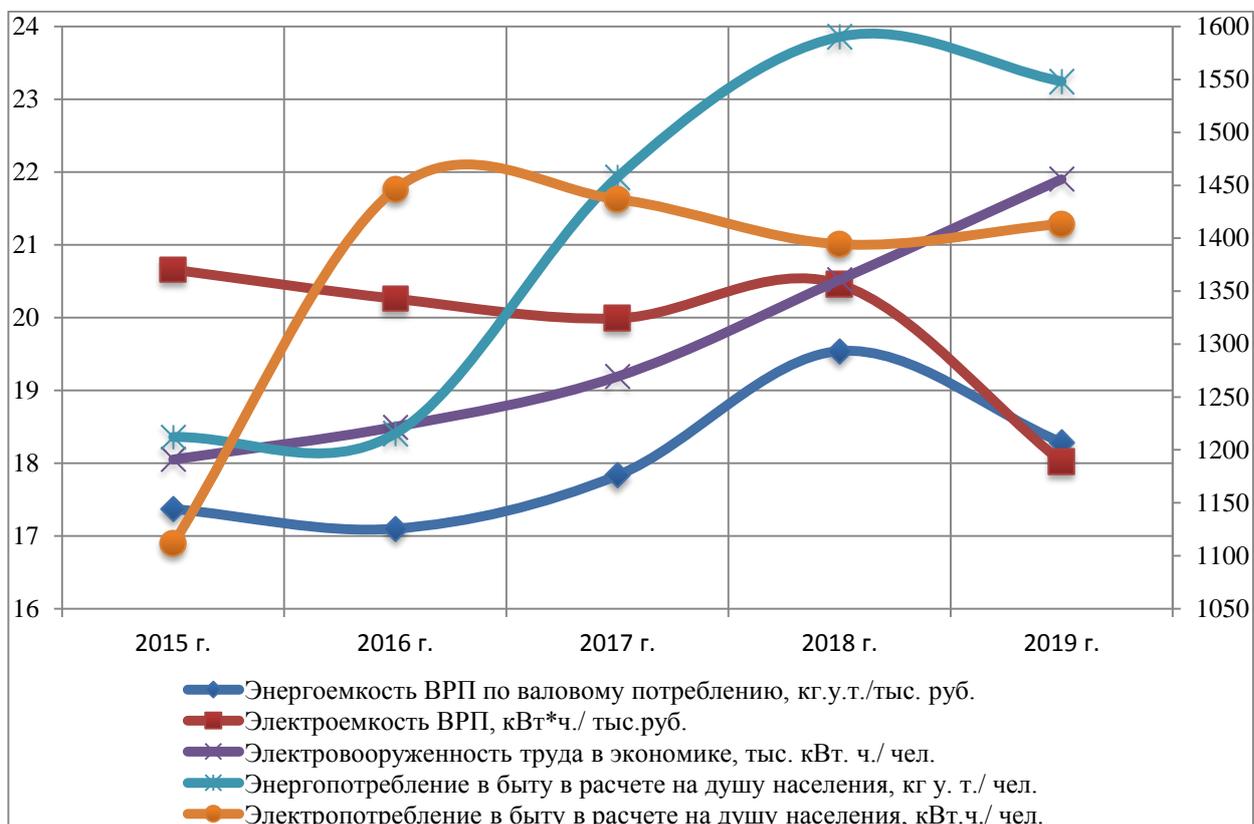


Рисунок 2.8.1 - Динамика укрупненных удельных показателей электропотребления в Ленинградской области за 2015-2019 гг.

В соответствии с официальными данными Росстат, в период 2014 – 2018 годов, энергоёмкость ВРП по валовому потреблению претерпевала значительные изменения. Так, в период с 2015 по 2016 год данный показатель снизился на 1,5%, при последующем росте в 2018 году на 9,6%. В 2019 году имело место снижение показателя энергоёмкости на 6,4%, что вызвано реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению эффективности в энергоёмких секторах.

При этом, электроёмкость ВРП за аналогичный период 2015-2016 годов снизилась на 3,2%, при последующем росте данного показателя в 2018 году на 2,4%. В 2019 году показатель электроёмкости снизился на 11,9 %.

Также значительные изменения за 2015-2019 годы претерпевали показатели энергопотребление и электропотребление в быту в расчете на душу населения. В 2019 году электропотребление в быту в расчете на душу населения увеличилось на 1,4%, при снижении энергопотребления на 2,6%.

Электровооруженность труда в экономике за рассматриваемый период показывала уверенный рост на уровне 4,95 % в среднегодовом выражении.

Необходимо отметить, состояние энергоэффективности и энергосбережения в регионе характеризуется не только рассмотренными выше основными показателями. Так, например, в таблице 2.8.2 приведены показатели, представленные в Государственных докладах Министерства экономического развития Российской Федерации «Состояние энергосбережения и повышения энергетической эффективности в Российской Федерации», опубликованных в 2019 и 2020 годах.

Таблица 2.8.2 - Удельные расходы топливно-энергетических ресурсов в Ленинградской области

№	Показатели	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Удельный расход воды населением, м3 на ч.	44,3	45,8	48,4	44,5
2	Удельный расход электроэнергии на ОДН в МКД, кВт*ч/кв.м.	10,5	9,6	9,4	9,5
3	Удельный расход теплоэнергии в МКД, Гкал/ кв.м.	0,23	0,16	0,24	0,23
4	Оснащенность МКД общедомовыми приборами учета тепловой энергии	40%	40%	40%	40%

2.9 Основные характеристики электросетевого хозяйства Ленинградской области 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП (с разделением на КЛ и ВЛ) и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

Анализ режима работы сетей 110 кВ и выше на основе отчетных режимов за дни контрольных замеров

В 2020 году нагрузка потребителей Ленинградской области полностью покрывалась за счет электростанций, расположенных в Санкт-Петербурге и Ленинградской области. Избыточная мощность этих электростанций передавалась по ВЛ 110 кВ и выше в ОЭС Центра и в смежные энергосистемы (энергосистемы Псковской, Новгородской областей и Республики Карелия).

На шинах 110 кВ питающих подстанций 220 и 330 кВ поддерживалось напряжение 116-119 кВ.

Основные характеристики электросетевого хозяйства Ленинградской области 110 кВ и выше

Карта-схема существующих на 01.01.2021 электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ленинградской области представлена на чертежах 2.00.396.001, схема электрических соединений – на чертежах 2.00.396.002 (1-5), 2.00.396.003 (1-3).

В таблице 2.9.1 приведены сводные данные по электросетевому хозяйству 110 кВ и выше на территории Ленинградской области.

Таблица 2.9.1 – Сводные данные по электросетевому хозяйству 110 кВ и выше на территории Ленинградской области по состоянию на 01.01.2021

Наименование	ПС, шт./МВА	ВЛ в одноцепном исчислении, км
110 кВ		
ПАО «Россети Ленэнерго»	153/6078,75	ВЛ-6849,17; КЛ-1,59
АО «ЛЮЭСК»	12/648,6	ЛЭП – 19,879
ОАО «РЖД»	50/1107,066	ВЛ – 421,209; КЛ – 20,466
Филиал «Северо-Западный» АО «Оборонэнерго»	1/50	19,177
220 кВ		
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада	3/462	746,5
ОАО «РЖД»	4/100	4,1
330 кВ и выше		
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада	10/9266	2006,55

Рассмотрение всех основных вопросов существующего состояния и развития электрических сетей 35-110 кВ производится по трём укрупнённым частям области: Северной, включающей Выборгский, Приозерский и частично Всеволожский районы; Западной, включающей в себя Кингисеппский, Волосовский, Лужский, Гатчинский районы; Восточной,

включающей Тосненский, Кировский, Всеволожский, Киришский, Волховский, Тихвинский, Бокситогорский, Лодейнопольский и Подпорожский районы.

Системообразующие ВЛ на территории Ленинградской области выполнены на напряжении 330 кВ. В Восточной части имеется сеть 220 кВ.

Опорными подстанциями напряжением 330 кВ и 220 кВ на территории Ленинградской области являются:

Северная часть

ПС 400/330/110 кВ Выборгская с автотрансформаторами 330/110 кВ, 2х125 МВ·А;

ПС 330/110 кВ Каменногорская, 2х125 МВ·А;

ПС 330/110 кВ Зеленогорск, 2х200 МВ·А.

Восточная часть

ПС 330/220/110 кВ Восточная, АТ 330/110 кВ 4х200 МВ·А, АТ 330/220 кВ 4х240 МВ·А;

ПС 750/330/110 кВ Ленинградская, 2х200 МВ·А (330/110 кВ);

ПС 330/220/110 кВ Сясь, 2х125 МВ·А (220/110 кВ), 2х240 (330/220 кВ)

ПС 330/220/110 кВ Тихвин-Литейный, 330/110 кВ – 200 МВ·А;

220/110 кВ – 2х125 МВ·А;

330/220 – 250 МВ·А;

ПС 220/110 кВ Пикалевская, 1х60 МВ·А, 1х125 МВ·А;

ПС 220/110 кВ Лодейнопольская, 2х63 МВ·А;

ПС 220/110 кВ Подпорожская, 2х63 МВ·А.

Западная часть

ПС 330/110 кВ Гатчинская, 3х200 МВ·А;

ПС 330/110 кВ Кингисеппская, 2х200 МВ·А;

ПС 330/110 кВ Лужская, 2х125 МВ·А.

Распределительные сети на территории Ленинградской области выполнены на напряжении 110 и 35 кВ.

Ниже приводится характеристика существующего состояния сетей 110 кВ.

Северная часть Ленинградской области

Основными источниками питания Карельского перешейка в настоящее время являются ПС 400/330 кВ Выборгская, ПС 330/110 кВ Каменногорская с двумя автотрансформаторами мощностью по 125 МВ·А каждый и ПС 330/110 кВ Зеленогорск с АТ 2х200 МВ·А, а также Лесогорская ГЭС (ГЭС-10) и Светогорская ГЭС (ГЭС-11) установленной мощностью 118 и 122 МВт соответственно.

Подстанции западной части Карельского перешейка присоединены к транзиту 110 кВ Каменногорская-1 – Зеленогорск – Ручьи, а восточной – к транзиту 110 кВ Каменногорская-1 – Кузнечная – Приозерская – Громово–Гарболовская – Ручьи.

По указанным ВЛ получают питание как тяговые подстанции ж.д. магистралей Санкт-Петербург – Выборг – Хельсинки и Санкт-Петербург – Приозерск, так и подстанции других потребителей. В 2017 году на участке железной дороги Санкт-Петербург – Лосево – Каменногорск – Выборг введены четыре тяговых ПС 110 кВ, которые присоединяются к транзитной 110 кВ Каменногорская – Ромашки.

В 2018 году введены в эксплуатацию ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595), предназначенная для электроснабжения терминала по производству и перегрузке сжиженного газа в районе Высоцка, и ПС 110 кВ Мыс (ПС 509).

Для обеспечения централизованного электроснабжения монастырского комплекса на о.Коневец выполнена реконструкция ПС 110 кВ Плодовое (ПС 511), сооружение двух ВЛ 35 кВ и ПС 35 кВ Бухта.

Для экспорта мощности в Финляндию на Лесогорской ГЭС (ГЭС-10) и Светогорской ГЭС (ГЭС-11) выделено по два гидрогенератора. Кроме того, экспорт электроэнергии в Финляндию осуществляется по трем ВЛ 400 кВ от ПС 400/330 кВ Выборгская.

Западная часть Ленинградской области

Источниками питания подстанций 110 кВ западной части области являются ПС 330кВ Гатчинская, ПС 330 кВ Кингисеппская и ПС 330 кВ Лужская, электростанции – Ленинградская АЭС, Нарвская ГЭС (ГЭС-13) и ТЭЦ ООО «Сланцы», а также ПС 750/330/110 кВ Ленинградская и ПС 220/110 кВ Колпинская, одна из которых расположена в восточной части области, а вторая – в Санкт-Петербурге.

Основными магистральными линиями, от которых питается большинство подстанций 110 кВ являются транзиты 110 кВ ПС 330 кВ Западная – ПС 110 кВ Ломоносовская – Ленинградская АЭС, Гатчинская – Луга – Лужская, Гатчинская - Лужская, а также Гатчинская – Волосово – Кингисеппская.

Транзит 110 кВ ПС 330 кВ Западная – ПС 110 кВ Ломоносовская – Ленинградская АЭС на участках от ПС 330 кВ Западная до ПС 110 кВ ЮЗОС состоит из четырех ЛЭП 110 кВ, от ПС 110 кВ ЮЗОС (ПС 535) до ПС 110 кВ Ломоносовская (ПС 39) – из двух ЛЭП 110 кВ, на участке от ПС 110 кВ Ломоносовская (ПС 39) до Ленинградской АЭС – из трех ЛЭП 110 кВ.

В 2013 году введена ПС 330/110 кВ Лужская с ВЛ 330 кВ Гатчинская – Лужская. В 2018 году введена в эксплуатацию ВЛ 330 кВ Псков – Лужская. В 2019 году заходы ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Лужская были выполнены полностью.

В 2020 году введены в эксплуатацию ПС 110 кВ Ясень (ПС 270), предназначенная для электроснабжения КС Дивенская объекта «Развитие газотранспортных магистралей ЕСГ Северо-Западного региона, участок Нрязовец – КС Славянская», и ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505), предназначенная для электроснабжения потребителей района морского торгового порта Усть-Луга.

Электроснабжение тяговых ПС железной дороги Гатчина – Веймарн – Лужская осуществляется по двухцепной ВЛ 110 кВ со стороны ПС 330 кВ Кингисеппская.

Восточная часть Ленинградской области

В восточной части Ленинградской области расположены наиболее энергоёмкие предприятия, такие, как Волховский алюминиевый завод, Сясьский целлюлозно-бумажный комбинат, Бокситогорский и Пикалёвский глинозёмные заводы. Электроснабжение указанных предприятий и других потребителей осуществляется от ПС 330 кВ Сясь, ПС 330 кВ Тихвин-Литейный и ПС 220 кВ Пикалёвская, ПС 220 кВ Лодейнопольская, ПС 220 кВ Подпорожская.

В рассматриваемом районе расположено несколько крупных электростанций – Киришская ГРЭС, Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9) и Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12), Волховская ГЭС (ГЭС-6), а также ряд заводских ТЭЦ – ТЭЦ АО «РУСАЛ Бокситогорск» и ТЭЦ ООО «БГЛЗ», ТЭЦ АО «Сясьский ЦБК».

Восточная часть Ленинградской области связана с энергосистемой Республики Карелия по ВЛ 220 и 110 кВ.

Питание существующих ПС 110 кВ осуществляется, в основном, от магистральных линий электропередачи.

Необходимо отметить, что в настоящее время электроснабжение потребителей Пикалёвского узла является недостаточно надёжным, так как осуществляется по одной ВЛ 220 кВ от ПС 330/220/110 кВ Тихвин-Литейный через подстанцию 220/110 кВ Пикалёвская. На подстанции не введено по проектной схеме РУ 110 кВ, поэтому протяженные ВЛ 110 кВ присоединены к ней по ненадежным схемам.

На ПС 220 кВ Пикалевская отсутствует собственная резервная защита от всех видов КЗ ВЛ 110 кВ Пикалевская – Глиноземная 1 цепь, при выводе в ремонт ТН 110 кВ ЛЧдс одновременно теряются защита ВЛ 110 кВ Пикалевская – Чудцы с отпайкой на ПС 110 кВ Пикалево-тяговая и комплект защит №1 ВЛ 220 кВ Тихвин-Литейный – Пикалевская. Кроме того на ВЛ 110 кВ Пикалевская – Глиноземная 1 цепь и АТ-1 со стороны СН отсутствуют выключатели 110 кВ, а также возможность выполнить АПВ на В ЛАТ-2 с контролем отсутствия напряжения на линии.

В восточной части области расположена ПС 750/330/110 кВ Ленинградская, которая является опорной для сети 110 кВ как восточной, так и западной части области.

Электроснабжение потребителей, расположенных на территории Всеволожского района, в настоящее время осуществляется по транзиту 110 кВ ВЛ 110 кВ Восточная – Манушкино – Дубровская ТЭЦ.

В настоящее время исчерпаны технические возможности увеличения пропускной способности по одной цепи транзита 110 кВ ПС 330 кВ Восточная – Манушкино, образованного КВЛ 110 кВ Янинская-6 и ВЛ 110 кВ Всеволожская-5, путём замены аппаратуры на подстанциях. В то же время по второй цепи транзита 110 кВ Восточная –

Манушкино, образованного КВЛ 110 кВ Кудровская-1, ВЛ 110 кВ Всеволожская-2, Всеволожская-4, Всеволожская-1, имеются следующие ограничивающие элементы на подстанциях:

- ВЛ 110 кВ Всеволожская-1 (ТТ 600 А и ВЧЗ 630 А на ПС 110 кВ Манушкино-Разметелево (ПС 244), ТТ 600А и ВЧЗ 630 А на ПС 110 кВ Колтуши (ПС 294));
- Всеволожская-2 (ТТ 600 А на ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525)),
- Всеволожская-4 (ТТ и ВЧЗ 600 А на ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) и ПС 110 кВ Колтуши (ПС 294)).

Перечни введенных и реконструированных подстанций и линий электропередачи 110 кВ и выше на территории Ленинградской области за период 2016-2020 годы приведены в таблицах 2.9.2 и 2.9.3.

Таблица 2.9.2 - Перечень введенных и реконструированных ПС 110 кВ и выше на территории Ленинградской области за период 2016-2020 годы

Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода
АО «Концерн Росэнергоатом»		
Новое строительство		
ПС 750 кВ Копорская	4x80, 1x63	2017
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада		
Реконструкция и техперевооружение		
330 кВ		
ПС 330 кВ Кингисеппская	Замена выключателей 110 кВ	2017
ПС 330 кВ Гатчинская	Замена выключателей	2017
ПС 330 кВ Восточная	2x40 (Т3, Т4)	2018
ПАО «Россети Ленэнерго»		
110 кВ		
Новое строительство		
ПС 110 кВ ПИК (ПС 556)	2x25	2016
ПС 110 кВ Истинка (ПС 116)	2x25	2017
ПС 110 кВ Ромашки (ПС 450)	2x6,3	2017
ПС 110 кВ Куземкино (ПС 372)	2x16	2019
ПС 110 кВ Ясень (ПС 270)	2x10	2020
ПС 110 кВ Усть Луга (ПС 505)	2x16	2020
Реконструкция и техперевооружение		
ПС 110 кВ Невская Дубровка (ПС 362)	2x25	2016
ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304)	2x10	2016
ПС 110 кВ Луга (ПС 48)	1x63	2017
ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	2x10	2016
ПС 110 кВ Вырица (ПС 322)	2x40	2017
ПС 110 кВ Кингисепп-город (ПС 243)	2x25	2017
ПС 110 кВ Янино (ПС 374)	2x25	2017
ПС 110 кВ Аннино (ПС 191)	2x25	2017
ПС 110 кВ Манушкино-Разметелево (ПС 244)	2x25 (ММПС)	2017
ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	2x25	2017
ПС 110 кВ Коваши (ПС 333)	2x25	2017
ПС 110 кВ Скворицы (ПС 391)	2x25	2017
ПС 110 кВ Волосово (ПС 189)	2x40	2017
ПС 110 кВ Штурм (ПС 340)	2x10	2017
ПС 110 кВ Северная птицефабрика (ПС 390)	1x25 (ММПС) 2x25	2016 2018
ПС 110 кВ Плодовое (ПС 511)	2x40	2018
ПС 110 кВ Победа (ПС 158) (ММПС)	1x25	2018
ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) (ММПС)	2x25	2018
ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) (ММПС)	1x25	2018
ПС 110 кВ Новоселье (ПС 175)	2x80	2020
ПС 110 кВ Вистино (ПС 292)	2x25	2020
АО «ЛОЭСК»		
110 кВ		
Новое строительство		
ПС 110 кВ Слобода (ПС 312)	2x63	2016
ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595)	2x25	2018
Реконструкция и техперевооружение		
ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137)	Расширение РУ 110 кВ на 2 линейные ячейки	2020
ОАО «РЖД»		
110 кВ		
Новое строительство		
ПС 110 кВ Попово-тяговая	1x10	2016
ПС 110 кВ Скальная (ПС 451)	2x25	2017
ПС 110 кВ Земляничная (ПС 452)	2x16	2017
ПС 110 кВ Лосиная (ПС 453)	2x16	2017
ПС 110 кВ Луговая (ПС 454)	2x16	2017
ПС 110 кВ Владимирская-тяговая	2x16	2019
ПС 110 кВ Ульяновка-тяговая	2x16	2019
Реконструкция и техперевооружение		
ПС 110 кВ Заневский пост-2 (ПС 444)	2x40	2019
ПС 110 кВ Теребочево (ПС 422)	Приведение к типовой схеме ПС	2020

Наименование ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода
Новое строительство ПС других собственников		
ПС 110 кВ Новоселье (ПС 175)	2x25	2016
ПС 110 кВ Восток (ПС 506)	2x63	2017
ПС 110 кВ Мыс (ПС 509)	2x63	2018

Таблица 2.9.3 - Перечень введенных и реконструированных ЛЭП 110 кВ и выше на территории Ленинградской области за период 2016-2020 годы

Наименование линии электропередачи	Протяженность по трассе, км	Год ввода
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада		
Новое строительство		
750 кВ		
ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская	472,88	2018
330 кВ		
ВЛ 330 кВ Копорская - Кингисеппская	82,02	2017
ВЛ 330 кВ Копорская - Гатчинская	94,707	2017
ВЛ 330 кВ Псков - Лужская	160,7	2018
КВЛ 330 Копорская - Пулковская	89,88	2018
ПАО «Россети Ленэнерго»		
110 кВ		
Новое строительство		
Новая РП-110 кВ с ВЛ 110 кВ для присоединения новых ПС 110 кВ «Каменногорская-тяговая», «12 км», «29 км», «46 км» ФГУП «Единая группа заказчика Федерального агентства железнодорожного транспорта» (транзит 110 кВ ПС 330 кВ Каменногорская – ПС 110 кВ Ромашки)	64,91	2016
Заходы ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Истинка (ПС 116)	2x3,56	2017
ВЛ 110 кВ Выборг-южная – Мыс	65,1	2018
Ответвление ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Мыс (ПС 509)	5,5	2018
Ответвления ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Куземкино	2x1,2	2019
Заходы ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Лужская	7,4; 4	2019
ВЛ 110 кВ Порт Вистино	19,7	2020
Реконструкция и техперевооружение		
ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ – Мгинская (ВЛ 110 кВ Дубровская-1)	7,4	2018
ВЛ 110 кВ Пикалевская-1 (ВЛ 110 кВ Глиноземная – Бокситогорск)	23,365	2020
АО «ЛОЭСК»		
110 кВ		
Новое строительство		
КВЛ 110 кВ Восточная – Слобода	2x5,008	2016
Ответвления ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595)	0,157+0,181	2018
Новое строительство ЛЭП других собственников		
Ответвления ЛЭП 110 кВ на ПС 110 кВ Новоселье (ПС 175)	ВЛ 0,05 КЛ 0,07	2016
КВЛ 110 кВ Ленинградская - Восток	2x12,7	2017

2.10 Основные характеристики электросетевого хозяйства Ленинградской области 35 кВ

На территории Ленинградской области имеется развитая электрическая сеть напряжением 35 кВ.

В таблице 2.10.1 приведены сводные данные по электросетевому хозяйству 35 кВ на территории Ленинградской области.

Таблица 2.10.1 - Сводные данные по электросетевому хозяйству 35 кВ на территории Ленинградской области по состоянию на 01.01.2021 года

Наименование	ПС, шт./МВ·А	ВЛ (по цепям), км	КЛ, км
35кВ			
ПАО «Россети Ленэнерго»	151/1805,26	3551,89	21,77
АО «ЛОЭСК»	9/78,36	22	-
Северо-Западный филиал	4/13,6	0,7	-

Наименование	ПС, шт./МВ·А	ВЛ (по цепям), км	КЛ, км
АО «Оборонэнерго»			
ОАО «РЖД»	15/109,5	31	-
Абоненты	19/77,5	-	-

Опорными источниками питания для сети 35 кВ на территории Ленинградской области являются:

Северная часть: 17 ед. ПС 110/35/10(6) кВ и Лесогорская ГЭС (ГЭС 10);

Западная часть: 18 ед. ПС 110/35/10(6) кВ, ПС 330 кВ Гатчинская, Нарвская ГЭС (ГЭС 13);

Восточная часть: 18 ед. ПС 110/35/10(6) кВ; ПС 220 кВ Колпинская, ПС 330 кВ Сясь, ПС 330 кВ Восточная, Дубровская ТЭЦ, Киришская ГРЭС, Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС 9).

Проверка пропускной способности действующей сети показала, что при существующей нагрузке на 2020 год в действующей электрической сети 35 кВ ряд сетевых узлов имеют низкую пропускную способность по условию обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах 35 кВ ПС 35/10(6) кВ в наиболее тяжелых послеаварийных режимах работы сети (отключение головных участков ЛЭП от центров питания), что, в основном, связано с высокой загрузкой ВЛ, их значительной протяженностью (более 100 км), и наличием на магистралях ВЛ проводов сечением ниже нормируемого (35, 50 мм²). Кроме этого, на ряде головных участков ВЛ 35 кВ от центров питания максимальная нагрузка в послеаварийных режимах превышает допустимый длительный ток по нагреву проводов. Потребители в этих районах не обеспечены требуемым уровнем надежности и качества электроснабжения согласно ГОСТ 32144-2013.

К наиболее проблемным сетевым узлам напряжением 35 кВ относятся:

ВЛ 35 кВ Советск – Победа – Лейпясую; ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Лейпясую; ВЛ 35 кВ Выборг-районная – Кондратьевская; ВЛ 35 кВ Лупполово – Гарболовская в филиале ПАО «Россети Ленэнерго» «Выборгские электрические сети»;

ВЛ 35 кВ Мельничный Ручей – Дубровская ТЭЦ в филиале ПАО «Россети Ленэнерго» «Санкт-Петербургские Высоковольтные электрические сети»;

ВЛ 35 кВ Кингисепп-город – Волосово в филиалах ПАО «Россети Ленэнерго» «Кингисеппские электрические сети» и «Гатчинские электрические сети».

На уровне 2025 года для обеспечения нормированных показателей работы сети 35 кВ и создания возможности для присоединения новых потребителей в таких районах, как Выборгский, Приозерский, Всеволожский, Кингисеппский, Гатчинский требуется проведение мероприятий по повышению пропускной способности сети 35 кВ путем строительства новых разукрупняющих ПС 110/35/10 кВ, перевода ПС напряжением 35 кВ на напряжение 110 кВ, замены установленных трансформаторов на большие мощности и низких сечений проводов на большие, не ниже нормируемого.

На 2020 год общая протяженность ЛЭП 35 кВ на территории Ленинградской области, находящихся на балансе ПАО «Россети Ленэнерго», составила 3551,89 км, в том числе ВЛ

3551,89 км (в одноцепном исчислении) и КЛ – 21,77 км, а находящихся на балансе АО «ЛОЭСК» - 22 км.

Для электроснабжения потребителей Ленинградской области на балансе ПАО «Россети Ленэнерго» имеется 151 ед. ПС 35 кВ с суммарной установленной мощностью трансформаторов 1805,26 МВ·А., АО «ЛОЭСК» – 9 ед. ПС 35 кВ с суммарной установленной мощностью 78,36 МВА.

Перечень существующих ПС 35 кВ на территории Ленинградской области приведен в Приложении Б.

Перечень существующих ЛЭП 35 кВ на территории Ленинградской области приведен в Приложении В.

2.11 Основные внешние электрические связи энергосистемы на территории Ленинградской области

На рисунке 2.11.1 представлена блок-схема внешних электрических связей энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области. В таблице 2.11.1 представлены межсистемные связи энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области, проходящие по территории Ленинградской области, с прилегающими энергосистемами.

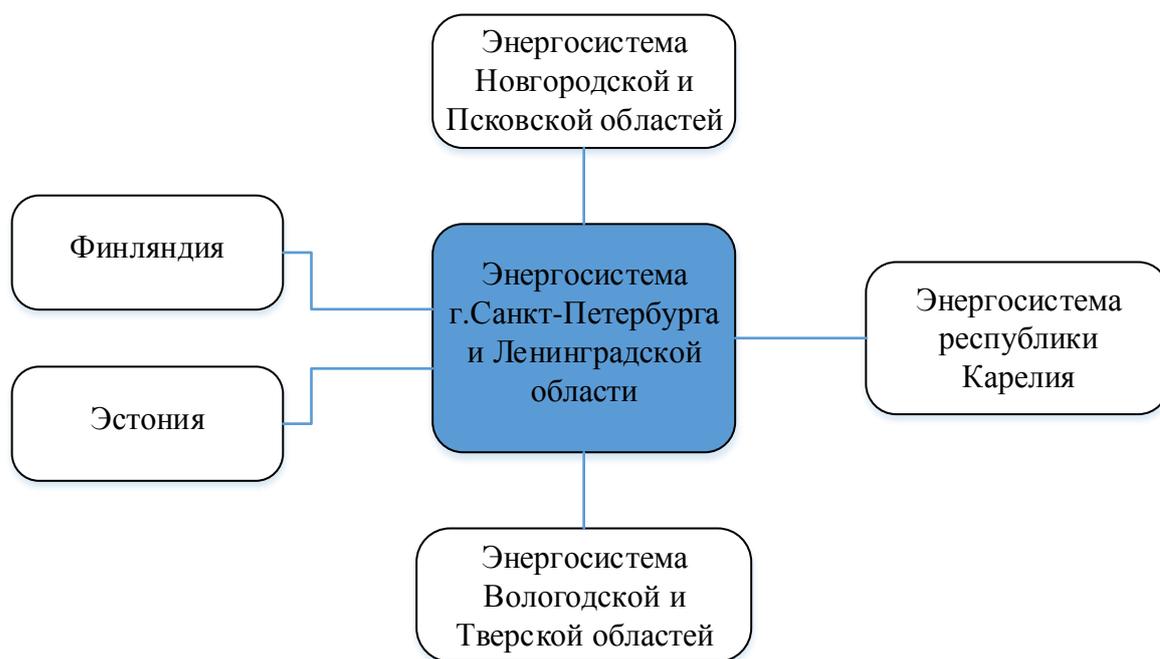


Рисунок 2.11.1 – Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области

Таблица 2.11.1 - Межсистемные связи энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП
Энергосистема Тверской области	
1	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Ленинградская
Энергосистема Эстонии	
2	ВЛ 330 кВ Виру - Кингисеппская (Л-373)
3	КВЛ 330 кВ Балти – Кингисеппская (Л-374)
Энергосистема Псковской области	
4	ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Псков

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП
5	ВЛ 330 кВ Псков - Лужская
6	ВЛ 110 кВ Плюсса – Серебрянка (Л.Плюсская-2)
7	ВЛ 110 кВ Сланцы-Цемент – Добручи (Л.Сланцевская-5)
8	ВЛ 35 кВ Володарка – Заплюсье (Л.Заплюсская-1)
Энергосистема Новгородской области	
9	ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Чудово
10	ВЛ 330 кВ Ленинградская – Чудово
11	ВЛ 110 кВ Киприя – Мозолево (Л.Киприйская-1)
12	ВЛ 110 кВ Рогавка – Милодеж (Л.Милодежская-1)
13	ВЛ 110 кВ Батецкая – Сырец (Л.Мирная-2)
14	ВЛ 110 кВ Штурм – Неболчи (Л.Неболчская-2)
15	ВЛ 110 кВ Чудово - Померанье с отпайкой ПС Бабино (ВЛ 110 кВ Чудовская-1)
16	ВЛ 110 кВ Чудово - Тигода (ВЛ 110 кВ Чудовская-3)
17	ВЛ 110 кВ Чудово – Липки с отпайкой на ПС Бабино (ВЛ 110 кВ Чудовская-4)
18	ВЛ 35 кВ Штурм – Оскуй (Л.Будогошская)
19	ВЛ 35 кВ Рогавка – Радофинниково (Л.Тёсовская-6)
20	ВЛ 35 кВ Рогавка – Тесово-7 с отпайкой на ПС Тёсово-2 (Л.Тёсовская-5)
Энергосистема Республики Карелия	
21	ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск
22	ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Дрвлянка
23	ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129)
24	ВЛ 110 кВ Лодейнопольская – Олонец (Л-170)
25	ВЛ 110 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Ольховец (ВЛ 110 кВ Ольховецкая-1)
26	ВЛ 35 кВ Кузнечная – Липпола (Л-30С)
Энергосистема Вологодской области	
27	ВЛ 750 кВ Белозерская - Ленинградская
28	ВЛ 110 кВ Бабаево – Подборовье с отпайкой на ПС Тешемля (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Подборовская)
29	ВЛ 110 кВ Подпорожская – Белоусово II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Подпорожская-1)
30	ВЛ 110 кВ Подпорожская – Белоусово I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Подпорожская-2)
31	ВЛ 110 кВ Ефимовская – Анисимово с отпайкой на ПС Сомино (ВЛ 110 кВ Чагодещенская-2)
Энергосистема Финляндии	
32	ВЛ 400 кВ Выборгская – Кюми (ЛЛн-1)
33	ВЛ 400 кВ Выбогская – Юлликяля (ЛЛн-2)
34	ВЛ 400 кВ Выбогская – Юлликяля (ЛЛн-3)
35	ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС – Иматра (ВЛ 110 кВ Иматра-1)

2.12 Мониторинг и анализ исполнения схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ленинградской области на 2020-2024 годы по состоянию на 31 декабря 2020 года

«Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2020 - 2024 годы» утверждена распоряжением Губернатора Ленинградской области от 30 апреля 2020 года №366-рп.

В части развития генерирующих источников в «Схеме и программе развития электроэнергетики Ленинградской области на 2020-2024 годы» на 31 декабря 2020 года установленная мощность электростанций на территории Ленинградской области должна была составить 8559,31 МВт. При этом фактическая установленная мощность на конец 2020 года составила 7417,054 МВт. Как видно из показателей, фактическая и плановая установленные мощности отличаются на 1142,256 МВт, это связано с переносом на 2021 год вывода из эксплуатации агрегатов Тихвинской ТЭЦ (суммарная мощность, выводимая из эксплуатации - 54,96 МВт), а также переносом ввода энергоблока №6 Ленинградской АЭС установленной мощностью 1150 МВт на 2021 год.

В 2020 году в соответствии с Программой технического перевооружения и реконструкции в качестве мероприятий по приведению отключающей способности выключателей 330 кВ

тока к.з. введены в работу токоограничивающие реакторы 330 кВ сопротивлением 6 Ом в РУ 330 кВ Киришской ГРЭС.

В 2020 году были введены новые ПС 110 кВ Ясень (ПС 270), ПС 110 кВ Усть Луга (ПС 505).

Также в 2020 году завершились реконструкции ПС 110 кВ Новоселье (ПС 175) с заменой трансформаторов на 80 МВА и ПС 110 кВ Вистино (ПС 292) с заменой трансформаторов на 25 МВА.

На ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137) завершено расширение РУ 110 кВ на две линейные ячейки, на ПС 110 кВ Теребочево (ПС 422) завершена реконструкция с приведением к типовой схеме РУ 110 кВ.

ВЛ 110 кВ Порт – Вистино введена в работу в 2020 году, на ВЛ 110 кВ Пикалевская-1 (ВЛ 110 кВ Глиноземная – Бокситогорск) завершена реконструкция с заменой опор и провода.

3 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Ленинградской области

Анализ существующего состояния сетей 35-330 кВ на территории Ленинградской области обнаруживает наличие элементов сети, не позволяющих обеспечить электроснабжение потребителей с требуемой надежностью.

К ним относятся: работа отдельных элементов сети с нагрузкой, достигшей предельно допустимой величины, наличие в эксплуатации физически и морально устаревшего оборудования.

В настоящее время исчерпаны технические возможности увеличения пропускной способности по одной цепи транзита 110 кВ ПС 330 кВ Восточная – Манушкино, образованного КВЛ 110 кВ Янинская-6 и ВЛ 110 кВ Всеволожская-5, путём замены аппаратуры на подстанциях. В то же время по второй цепи транзита 110 кВ Восточная – Манушкино, образованного КВЛ 110 кВ Кудровская-1, ВЛ 110 кВ Всеволожская-2, Всеволожская-4, Всеволожская-1, имеются ряд ограничивающих элементов на подстанциях.

Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и усиления сети 110 кВ предусматривается сооружение ПС 330/110 кВ Заневская с заходами ВЛ 110 кВ в региональном варианте (часть 3, том 1.1).

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей района, в соответствии с результатами расчетов послеаварийных режимов согласно ГОСТ Р 58670-2019, предлагается в нормальной схеме сохранить раздел на СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) с возможностью его включения в ремонтных схемах в летний период времени (Приложение Р, лист 49).

Кроме того, согласно «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2021-2025 годы» на ПС 110 кВ Новоржевская (ПС 46) должна быть выполнена замена выключателей, которая предусматривается в 2022 году. До замены выключателей на ПС 110 кВ Новоржевская (ПС 46) выполнена перефиксация ВЛ 110 кВ Ржевская-3 с I ш. 110 кВ на II ш. 110 кВ, а ВЛ 110 кВ Ржевская-4 со II ш. 110 кВ на I ш. 110 кВ.

1. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Сясь – Тихвин-Литейный №2 при выведенных в ремонт ВЛ 220 кВ Сясь – Тихвин-Литейный №1 и ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Тихвин-Литейный приводит к токовой перегрузке ВЛ 110 кВ Волхов – Мыслинская (ВЛ 110 кВ Мыслинская-5) (ограничивающий элемент – провод).

Для устранения данной токовой перегрузки до ввода ВЛ 330 кВ Тихвин-Литейный – Петрозаводск рекомендуется установка устройств АОПО, действующих на отключение нагрузки ПС 110 кВ, питающихся от ПС 330 кВ Тихвин-Литейный. (Приложение Р, лист 123).

Особенности функционирования электрической сети 35 кВ Ленинградской области с указанием послеаварийных режимов, в которых уровни напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ выходят за пределы допустимого значения, а также перечень ВЛ 35 кВ, требующих усиления по критерию обеспечения допустимого длительного тока, мероприятия по переустройству сети и повышению пропускной способности сети приведены ниже.

Северная часть Ленинградской области

1. Сеть 35 кВ ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158), ПС 110 кВ Советск (ПС 513) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158)

В послеаварийных режимах 2020 года уровни напряжения на шинах 35 кВ целого ряда ПС данной электрической сети 35 кВ значительно ниже допустимого значения в следующих режимах (Приложение Т, лист 4):

– при взаиморезервировании ВЛ 35 кВ Лейпясую - Гавриловская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-4) от ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404) и ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) от ПС 110 кВ Победа (ПС 158) между собой;

– при отключении ВЛ 35 кВ Победа – Семиозерье (ВЛ 35 кВ Горьковская-1) от ПС 110 кВ Победа (ПС 158) и питания сети по ВЛ 35 кВ Лейпясую - Гавриловская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-4) от ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404);

– при взаиморезервировании ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская (ВЛ 35 кВ Токаревская) от ПС 110 кВ Советск (ПС 513) и Л 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) от ПС 110 кВ Победа (ПС 158) между собой.

Настоящей работой предусматривается разукрупнение сети 35 кВ путем строительства ПС 110/35/10 кВ Лада и оптимизация электроснабжения ПС 35 кВ по питающим ПС 110 кВ с учетом строительства нового источника электроснабжения (перевод питания ПС 35 кВ Заполье, ПС 35 кВ Рябовская и ПС 35 кВ Бобочинская с ПС 110 кВ Победа (ПС 158) на питание от ПС 110/35/10 кВ Лада).

2. Сеть 35 кВ ПС 110 кВ Советск (ПС 513) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158)

В послеаварийных режимах 2020 года уровни напряжения на шинах 35 кВ целого ряда ПС данной электрической сети 35 кВ значительно ниже допустимого значения в следующих режимах (Приложение Т, лист 4,10):

– при взаиморезервировании ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская (ВЛ 35 кВ Токаревская) от ПС 110 кВ Советск (ПС 513) и Л 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) от ПС 110 кВ Победа (ПС 158) между собой.

Строительство ПС 110/35/10 кВ Лада позволит сократить протяженность существующей электрической связи 35 кВ ПС 110 кВ Советск (ПС 513) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158) на 12,4 км для нормальной схемы, а в режиме аварийного отключения ВЛ 35 кВ Рябовская-1 от ПС 110/35/10 кВ Лада и питания ПС 35 кВ данного участка от ПС 110 кВ Советск (ПС 513) протяженность запитываемого участка 35 кВ сократится на 30,2 км, что позволит обеспечить допустимые уровни напряжения.

3. Сеть 35 кВ ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) – ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404)

В послеаварийном режиме 2020 года отключения ВЛ 35 кВ Лейпясую - Гавриловская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-4) от ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404) и питания сети по ВЛ 35 кВ Выборг-южная – Перовская с отпайкой на ПС 110 кВ Выборг-районная (ВЛ 35 кВ

Гавриловская-1) от ПС 110 кВ Выборг-южная (ПС 159) уровни напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Полигон, ПС 35 кВ Бобочинская ниже допустимого значения (Приложение Т, лист 4).

Ввод разукрупняющей ПС 110/35/10 кВ Лада позволит выполнить от нее резервирование ВЛ 35 кВ Лейпясуо - Гавриловская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-4) при отключении ее от ПС 110 кВ Лейпясуо (ПС 404).

Западная часть Ленинградской области

4. Сеть 35 кВ ПС 110 кВ Кингисепп-город (ПС 243) – ПС 110 кВ Волосово (ПС 189)

В послеаварийный режим 2020 года при отключении ВЛ 35 кВ Волосово – Бегунцы (ВЛ 35 кВ Бегуницкая) от ПС 110 кВ Волосово (ПС 189) и питания сети по ВЛ 35 кВ Кингисепп-город - Алексеевка (ВЛ 35 кВ Алексеевская-1) от ПС 110 кВ Кингисепп-город (ПС 243) уровни напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Бегуницы (ПС 7) ниже допустимого значения (Приложение Т, лист 5).

Настоящей работой предусматривается замена на ВЛ 35 кВ Кингисепп-город - Алексеевка (ВЛ 35 кВ Алексеевская-1) существующего провода АС 120 на АС 150 и на ВЛ 35 кВ Алексеевка - Фалилеево (ВЛ 35 кВ Фалилеевская-1) и ВЛ 35 кВ Бегунцы - Фалилеево (ВЛ 35 кВ Фалилеевская-2) провода АС 50 на АС 150.

Восточная часть Ленинградской области

5. Сеть 35 кВ Дубровская ТЭЦ – ПС 110/35/10 кВ Мельничный Ручей (ПС 403)

В послеаварийных режимах 2020 года при отключении ВЛ 35 кВ Дубровская ТЭЦ – Морозовская с отпайкой на ПС 35 кВ Петрокрепость (ВЛ 35 кВ Ладожская-3) от Дубровской ТЭЦ и питания сети по ВЛ 35 кВ Щеглово-2 от ПС 110 кВ Мельничный Ручей (ПС 403), а также и при питании сети по ВЛ 35 кВ Дубровская ТЭЦ – Ладожская насосная с отпайкой на ПС 35 кВ Петрокрепость (ВЛ 35 кВ Ладожская-4) от Дубровской ТЭЦ уровни напряжения на шинах 35 кВ на большинстве ПС 35 кВ значительно ниже допустимого значения (Приложение Т, лист 6, 12).

Ниже приведен перечень ВЛ 35 кВ, требующих усиления по критерию обеспечения допустимого длительного тока.

Северная часть Ленинградской области

1. ВЛ 35 кВ Лейпясуо – Гавриловская (ВЛ 35 кВ Гавриловская-4) с проводом АС 95

В послеаварийном режиме 2020 года при питании сети по ВЛ 35 кВ Гавриловская-4 от ПС 110 кВ Лейпясуо (ПС 404) при отключении ВЛ 35 кВ Горьковская-2 от ПС 110 кВ Победа (ПС 158) (Приложение Т, лист 4) расчетная токовая нагрузка составит 486 А, что превышает ДДТН 300 А.

Настоящей работой предусматривается разгрузка и разукрупнение сети 35 кВ путем строительства ПС 110/35/10 кВ Лада взамен существующей ПС 35 кВ.

2. ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская (ВЛ 35 кВ Токаревская) с проводом АС 95

В послеаварийном режиме 2020 года при питании сети по ВЛ 35 кВ Токаревская от ПС 110 кВ Советск (ПС 513) при отключении ВЛ 35 кВ Горьковская-2 от ПС 110 кВ Победа (ПС 158) (Приложение Т, лист 4) расчетная токовая нагрузка составит 531 А, что превышает ДДТН 300 А.

Настоящей работой предусматривается разгрузка и разукрупнение сети 35 кВ путем строительства ПС 110/35/10 кВ Лада.

3. ВЛ 35 кВ Победа – Лада (ВЛ 35 кВ Горьковская-2) с проводом АС 120

В послеаварийном режиме 2020 года при питании сети по ВЛ 35 кВ Горьковская-2 от ПС 110 кВ Победа (ПС 158) при отключении ВЛ 35 кВ Токаревская от ПС 110 кВ Советск (ПС 513). (Приложение Т, лист 4) расчетная токовая нагрузка составит 505 А, что превышает ДДТН 300 А.

Работой предусматривается разгрузка и разукрупнение сети 35 кВ путем строительства ПС 110/35/10 кВ Лада.

4 Цели и задачи развития электроэнергетики Ленинградской области на расчетный период 2021-2025 годы

Разработка схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы выполняется с целью уточнения и обоснования необходимости сооружения и реконструкции электросетевых объектов в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 823 от 17 октября 2009 года.

Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы определяет основные направления строительства, реконструкции и модернизации электрогенерирующей и электросетевой инфраструктуры региона. Реализация программы должна обеспечить стабильность и надежность функционирования электроэнергетического комплекса Ленинградской области, сформировать основу для реализации Стратегии социально-экономического развития.

В «Стратегии социально-экономического развития Ленинградской области до 2030 года» (утверждена областным законом от 8 августа 2016 года N 76-оз) сформулированы следующие направления развития электроэнергетики:

- Строительство новых электрических подстанций и объектов электросетевого хозяйства, реконструкция существующих;
- Строительство замещающих мощностей Ленинградской АЭС;
- Внедрение и распространение ресурсосберегающих (энергосберегающих) технологий.

Основные направления и принципы развития электрической сети на территории Ленинградской области должны обеспечить нормативный уровень надежности электроснабжения существующих потребителей электроэнергии и возможность присоединения к электрической сети новых потребителей.

В Ленинградской области должно быть обеспечено согласованное развитие электрической сети с техническим перевооружением и расширением действующих электростанций.

4.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5 летний период на территории Ленинградской области

В работе, в соответствии с Техническим заданием (приложение А), рассмотрено два варианта потребления электроэнергии и мощности на территории Ленинградской области:

1. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, подготовленный Филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ (далее – базовый вариант);

2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, учитывающий данные, предоставленные сетевыми компаниями и информацию Правительства Ленинградской области об инвестиционных проектах, намечаемых к реализации на территории Ленинградской области в период до 2025 года, а также промышленных парках, освоение которых предполагается в рассматриваемый период (далее – региональный вариант).

Для рассматриваемых вариантов потребления в период 2021-2025 годов, в соответствии с проектом «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы», предполагается осуществлять экспортные поставки мощности и электроэнергии в Финляндию (1300 МВт/3,244-3,720 млрд. кВт·ч) и страны Балтии (400 МВт/2,442-4,240 млрд. кВт·ч). От Каскада Вуоксинских ГЭС ПАО «ТГК-1» предполагается осуществлять передачу мощности и электроэнергии в Финляндию в рамках приграничной торговли.

Уровни потребления электроэнергии и максимумы потребления мощности Ленинградской области на 2021-2025 годы для базового и регионального вариантов представлены в таблицах 4.1.1 и 4.1.2 соответственно.

Таблица 4.1.1 – Уровни потребления электроэнергии и максимумы потребления мощности Ленинградской области на 2021-2025 годы. Базовый вариант

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	Среднегодовой темп прироста в период 2021-2025 годов, %
Электропотребление, млрд.кВтч	21,97	22,317	22,604	24,491	26,271	
годовой темп прироста, %	2,6	1,6	1,3	8,3	7,3	4,6
Максимум потребления мощности, МВт	3510	3556	3616	4141	4197	
годовой темп прироста, %	8	1,3	1,7	14,5	1,4	4,6
Число часов использования максимума нагрузки, час	6259	6276	6251	5914	6259	

Как следует из приведенной таблицы, рост потребления электроэнергии на территории Ленинградской области по данным Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ в перспективе до 2025 года ожидается со среднегодовым темпом прироста – 4,6 %.

Таблица 4.1.2 - Уровни потребления электроэнергии и максимумы потребления мощности Ленинградской области на 2021-2025 годы. Региональный вариант

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	Среднегодовой темп прироста в период 2021-2025 годов, %
Электропотребление, млрд.кВтч	22,067	22,904	24,061	26,851	35,290	
годовой темп прироста, %	3,0	3,8	5,0	11,6	31,4	12,5
Максимум потребления мощности, МВт	3524	3667	3854	4568	5641	
годовой темп прироста, %	8,5	4,1	5,1	18,5	23,5	12,5
Число часов использования максимума нагрузки, час	6262	6246	6243	5878	6256	

В региональном варианте в перспективе до 2025 года ожидается рост потребления электроэнергии со среднегодовым темпом роста – 12,5 %.

Региональный вариант получен в результате анализа:

- прогнозируемых темпов роста электропотребления и нагрузок потребителей, существующих на начало расчетного периода (таблица 4.1.3);
- данных об электропотреблении на основании документов территориального планирования муниципальных образований;
- информации Правительства Ленинградской области об инвестиционных проектах, намечаемых к реализации на территории Ленинградской области в период до 2025 года, а также промышленных парках, освоение которых предполагается в рассматриваемый период (таблицы 4.1.4 и 4.1.5);
- данных о договорах и заявках на технологическое присоединение потребителей, предоставленных сетевыми компаниями.

Следует отметить, что число часов использования максимума потребления мощности в региональном варианте принято исходя из характера подключаемых потребителей.

В таблице 4.1.3 приведено потребление электроэнергии и мощности наиболее крупными потребителями Ленинградской области (по которым была предоставлена информация) на период до 2025 года.

В таблице 4.1.4 приведен перечень промышленных парков, действующих и создаваемых на территории Ленинградской области.

В таблице 4.1.5 приведен перечень инвестиционных проектов Ленинградской области, в отношении которых осуществляется или необходимо технологическое присоединение.

Таблица 4.1.3 - Потребление электроэнергии и мощности наиболее крупными потребителями Ленинградской области на период до 2025 года

Предприятие	Месторасположение	Электропотребление, млн.кВтч					Максимум потребления мощности, МВт				
		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Производство нефтепродуктов											
ООО «КИНЕФ»	город Кириши.	1800	1800	1800	1800	1800	215	215	215	215	215
Химическое производство											
ООО «ПГ «Фосфорит»	Кингисеппский район, промзона «Фосфорит»	293	293	293	293	293	32	32	32	32	32
АО «ЕвроХим Северо-Запад»	Кингисеппский район, промзона «Фосфорит»	143,01	147,05	147,05	147,05	147,05	20	20	20	20	20
Цветная металлургия (производство глинозема)											
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	город Бокситогорск	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	23	23	23	23	23
ООО «ПГЛЗ»	г.Пикалево	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Производство бумаги и картона											
АО «Сясьский ЦБК»	Волховский район, город Сясьстрой	152,5	156,3	174,0	169,9	185,6	28	30	30	32	32
АО «КНАУФ ПЕТРОБОРД»	Гатчинский район, город Коммунар	208,1	209,5	209,5	209,5	209,5	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
ЗАО «Интернешнл Пейпер	г.Светогорск	990	990	990	990	990	108	108	108	108	108
Производство железнодорожного подвижного состава. Производство частей железнодорожных локомотивов, трамвайных и прочих моторных вагонов и подвижного состава											
АО «ТВСЗ»	город Тихвин	271	282	282	282	282	35	35	35	35	35
Производство резиновых шин, покрышек и камер											
ООО «Нокиан Тайерс»	город Всеволожск	95,2	95,8	96,3	96,5	96,6	19,5	19,5	19,6	19,6	19,6
Строительство судов											
ПАО «ВСЗ»	город Выборг	31	31	31	31	31	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Производство ферросплавов, кроме доменных											
ООО «ТФЗ»	город Тихвин	535,8	535,8	535,8	535,8	535,8	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2
Транспортная обработка прочих грузов											
ООО «Порт Высоцкий»	Выборгский район, город Высоцк	20,42	20,42	20,42	20,42	20,42	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Транспорт											
ОАО «РЖД»	Ленинградская область	1507,1	1522,1	1537,4	1552,7	1568,3	253,7	255,7	257,8	259,8	261,9

Таблица 4.1.4 - Перечень индустриальных парков, действующих и создаваемых на территории Ленинградской области

Наименование управляющей компании парка	Наименование индустриального парка	Специализация	Электрическая мощность, МВт	Место размещения	Предполагаемый источник питания
Действующие					
АО «Леноблинновации»	Индустриальный парк «Пикалево» (ТОСЭР)	Промышленная	7,2	Бокситогорский район, Пикалевское городское поселение, г. Пикалево, за жилой зоной «Обрино»	ПС 35 кВ Обрино, ПС 110 кВ Газокомпрессорная (ПС 293)
ООО «Агентство территориального развития «М10»	Индустриальный парк «М10» «Тельмана»	Промышленная	10	Тосненский район, Тельмановское сельское поселение, массив «Тельмана»	ПС 35 кВ Тельмана (ПС 715)
	Индустриальный парк «М10» «Красный Бор»	Промышленная	3		
	Индустриальный парк «М10» «Никольское»	Промышленная	1		
	Индустриальный парк «М10» «Пионер»	Промышленная	5		
	Индустриальный парк «М10» «Ям-Ижора»	Промышленная	10		
ТСН «Индустриальный парк «Федоровское»	ПЛК «ИндустиПарк «Федоровское»	Промышленная	50 (расширение до 60)	Тосненский район, Федоровское сельское поселение, д. Аннолово	ПС 110 кВ Восток
ООО «Киришская сервисная компания»	Индустриальный парк «Левобережный»	Промышленная	47	г. Кириши, Волховское шоссе, д. 11;	ПС 110 кВ Левобережная (ПС 229)
ООО УК «Приневский Технопарк»	Индустриальный парк «Приневский»	Промышленное, складское, логистическое, назначение	0,75 МВт	Всеволожский район, Заневское городское поселение, д.Новосергиевка	ПС 110 кВ Кудрово (ПС 335)
АО «ЮИТ Санкт-Петербург»	Индустриальный парк Greenstate («Гринстейт»)	Промышленная	27	Ломоносовский район, Вилозское сельское пос., село Офицерское, квартал 2	ПС 110 кВ Горелово-2 (ПС 364)
ООО «Управляющая компания «Уткина заводь девелопмент»	Промзона «Уткина Заводь Девелопмент»	Промышленная	Заявленная мощность электропитания – 80500 кВА.	Всеволожский район, Свердловское городское поселение, д. Новосаратовка, центральное отделение	ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137)
Создаваемые					
ООО «Рощинский мясокомбинат»	Индустриальный парк «Пушное»	Агропромышленная	2,4 (к 2021 г.)	Выборгский район, пгт.Рощино, пос.Пушное, промышленная зона	ПС 110 кВ Победа (ПС 158)
Управляющая компания не создана	Индустриальный парк "Тосно"	Предприятия обрабатывающей промышленности	Планируемая - 20 МВт	Тосненский район, г. Тосно, Московское шоссе, з/у 2д	ПС 110 кВ Тосно-новая (ПС 539)
ООО «Теллус-Консалтинг»	Индустриальный парк «Кола»	Промышленная	23	Всеволожский район, Свердловское городское поселение	ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137)
ООО «РЕОЛЭК»	Индустриальный парк «Бокситогорский»	Промышленное, коммунально-складское, транспортно-логистическое, общественно-деловое назначение	Потребляемая мощность 500 кВА, разрешенная к использованию – 3000 кВА	Бокситогорский район, Бокситогорское городское поселение	ПС 110 кВ Газокомпрессорная (ПС 293)

Наименование управляющей компании парка	Наименование индустриального парка	Специализация	Электрическая мощность, МВт	Место размещения	Предполагаемый источник питания
ООО «ИнвестБугры»	Индустриальный парк «RAUMБугры»	Промышленное, коммунально-складское, транспортно-логистическое, общественно-деловое назначение	5,1 МВт	Всеволожский район, Бугровское сельское поселение, д.Порошкино	ПС 110 кВ Порошкино
АО «Леноблинновации»	Индустриальный парк Северо-Западного нанотехнологического центра (нанопарк «Гатчина»)	Нанотехнологии, радиационные технологии, биотехнологии, медицина и фармацевтика	13	Гатчинский район, г. Гатчина, Пушкинское шоссе, 20	ПС 110 кВ Императорская
Планируемые					
Управляющая компания не создана	Индустриальный парк «Сланцы»	Промышленная	40-150	Сланцевский район, г. Сланцы, ул. Школьная д.14, офис 1	Требуется разработка схемы внешнего электроснабжения
Управляющая компания не создана	Индустриальный «Дони-Верево»	Промышленная	35	Ленинградская область, Гатчинский район, Верево сельское поселение, КСЗ «Дони-Верево», участок № 1	Требуется разработка схемы внешнего электроснабжения
Управляющая компания не создана	Индустриальный парк «Мурманские ворота – 1»	Промышленная	н/д	Ленинградская область, Волховский район, г. Волхов, микрорайон «Мурманские ворота», улица Загородный проезд, 2	Сети напряжением ниже 35 кВ
Управляющая компания не создана	Индустриальный парк «Мурманские ворота – 2»	Промышленная	н/д	Ленинградская область, Волховский район, г. Волхов, микрорайон «Мурманские ворота», улица Вокзальная	Сети напряжением ниже 35 кВ
Управляющая компания не создана	Индустриальный парк «Светогорский»	Промышленная	н/д	Ленинградская область, Выборгский район, г. Светогорск; к северу от города Светогорск, близ Государственной границы Российской Федерации и Финляндии	Сети напряжением ниже 35 кВ
Управляющая компания не создана	Индустриальный парк «Подпорожский. Площадка № 1»	Промышленная	н/д	Ленинградская область, Подпорожский район, г. Подпорожье, ул. Физкультурная	Сети напряжением ниже 35 кВ

Источник данных: Интегрированная региональная информационная система «Инвестиционное развитие территории Ленинградской области»

Таблица 4.1.5 - Перечень инвестиционных проектов Ленинградской области, в отношении которых осуществляется или необходимо технологическое присоединение

№ п/п	Наименование проекта	Наименование юридического лица	Место реализации		Электрическая мощность, МВт	Предполагаемый центр питания	Окончание реализации, год
			Муниципальный район (городской округ)	Поселение			
1	Перенос производства лакокрасочных материалов из Санкт-Петербурга в Ленинградскую область	ООО «Холдинговая компания «Пигмент»	Всеволожский район	Заневское городское поселение	3	ПС 110 кВ Янино (ПС 374)	2021
2	Мясоперерабатывающий завод полного цикла с убоем скота	ООО «Всеволожский Мясной Двор»	Всеволожский район	Всеволожское городское поселение	2	ПС 110 кВ Ильинка (ПС-525)	2021
3	Ввоз на территорию Российской Федерации и ввод в эксплуатацию оборудования для осуществления технологического процесса переработки кофе, включая обжарку, экстракцию и получение сублимированного кофе	ООО «ГД Фаворит»	Всеволожский район	Муринское сельское поселение	3	ПС 110 кВ Турбоатомгаз (ПС 91)	2023
4	Строительство портового терминала по экспорту зерновых грузов в объеме до 2 млн тонн в год	ООО «Технотранс»	Выборгский район	Высоцкое городское поселение	15	ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595)	2024
5	Строительство универсального-перегрузочного комплекса в порту Приморск	ООО «Приморский универсальный-перегрузочный комплекс»	Выборгский район	Приморское городское поселение	140 (I этап 30 МВт; II этап 75 МВт; III этап 140 МВт)	ПС 110 кВ Приморский УПК	2023-2024
6	Комплекс по производству метанола	ООО «Газ-Синтез»	Выборгский район	Высоцкое городское поселение	30	ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595)	2024
7	Строительство оптово-распределительного центра сельскохозяйственной продукции	ООО «Оптово-распределительный центр»	Гатчинский район	Дружногорское городское поселение	4	ПС 35 кВ Дружная горка	2021
8	Производство санитарно-гигиенических видов бумаг и изделий из них	ООО «Инвестиционная компания А4»	Гатчинский район	Коммунарское городское поселение	4,5	ПС 110 кВ ЛКФ (ПС 354)	2022
9	Строительство метанольного завода в предпортовой зоне Усть-Луга	ООО «Балтийский метанол»	Кингисеппский район	Вистинское сельское поселение	25	ПС 330 кВ Нарва	2023
10	Региональный распределительно-накопительный грузовой узел	ООО «Перегрузочный пункт»	Кингисеппский район	Вистинское сельское поселение	10	ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505), ПС 110 кВ Порт (ПС 549)	2022

№ п/п	Наименование проекта	Наименование юридического лица	Место реализации		Электрическая мощность, МВт	Предполагаемый центр питания	Окончание реализации, год
			Муниципальный район (городской округ)	Поселение			
11	Создание производственно-складского перевалочного комплекса с причалом и промышленной железнодорожной станцией Вистино	ООО «Ультрамар»	Кингисеппский район	Вистинское сельское поселение	12	ПС 110 кВ Вистино (ПС 292), ПС 110 кВ Порт (ПС 549)	II очередь - 2022
12	Строительство завода по производству метанола мощностью 5 000 т/сут.	ООО «Русхимком»	Кингисеппский район	Вистинское сельское поселение	16	Требуется разработка схемы внешнего электроснабжения	2023
13	Терминал по перевалке минеральных удобрений в морском торговом порту Усть-Луга	ООО «ЕвроХим Терминал Усть-Луга»	Кингисеппский район	Вистинское сельское поселение	8		2022
14	Универсальный торговый терминал «Усть-Луга»	АО «ХК «Новотранс»	Кингисеппский район	Вистинское сельское поселение	26,6		2022
15	Строительство метанольного завода в предпортовой зоне Усть-Луга	ООО «Аском»	Кингисеппский район	Вистинское сельское поселение	32		2023
16	Создание завода соединительных элементов и компонентной базы	НП «Союз литейщиков Санкт-Петербурга»	Киришский район	Киришское городское поселение (индустриальный парк "Левобережный")	3	ПС 110 кВ Левобережная (ПС 229)	2022
17	Строительство складского комплекса класса А для хранения химической продукции	ЗАО «Астрос Логистик Центр»	Ломоносовский район	Виллозское сельское поселение	1,2	ПС 110 кВ КЭ ЦБЭ (ПС 514), ПС 110 кВ Красное Село (ПС 154)	2021
18	Строительство нового завода по производству готовых лекарственных средств (имеется действующее предприятие во Всеволожском районе)	ООО «Глория»	Ломоносовский район	Низинское сельское поселение	1,2	ПС 35 кВ Низино	II очередь - 2021
19	Модернизация производства и развитие новых мощностей кофейного производства с целью запуска новинок и увеличения объема выпускаемой продукции	ООО «ЯКОБС ДАУ ЭГ-БЕРТС РУС»	Ломоносовский район	Виллозское сельское поселение	5	ПС 110 кВ ЮЗОС (ПС-535)	2021
20	Строительство глубоководного терминала в Усть-Луге по перевалке насыпных сельскохозяйственных и минеральных грузов	ООО УК «Содружество»	Ломоносовский район	Лебяженское городское поселение	2,2	ПС 110 кВ Лебяжье (ПС 412)	2023
21	Строительство многофункционального торгового комплекса площадью 20 000 м.кв. в Лаголовском сельском поселении	ООО «ТРЕНД»	Ломоносовский район	Лаголовское сельское поселение	1,35	ПС 110 кВ Красносельская (ПС 154), ПС 110 кВ Русско-Высоцкая	2025

№ п/п	Наименование проекта	Наименование юридического лица	Место реализации		Электрическая мощность, МВт	Предполагаемый центр питания	Окончание реализации, год
			Муниципальный район (городской округ)	Поселение			
						(ПС 153)	
22	Создание завода по утилизации биологических отходов и производству кормов для животных (финская технология)	ООО «Знаменка»	Лужский район	Мшинское сельское поселение	1,2	ПС 110 кВ Низовская тяговая (ПС 405)	2021
23	Строительство промышленного комплекса по обработке и переработке кварцито-песчаников	ООО «Ровское»	Подпорожский район	Подпорожское городское поселение	1	ПС 110 кВ Подпорожская (ПС 201)	2021
24	Строительство завода по производству торрефицированных (черных) пеллет мощностью 60 тысяч тонн в год	ООО «Иск-Энерго»	Сланцевский район	Сланцевское городское поселение	2	ПС 110 кВ Сланцы-цемент (ПС 219)	2021
25	Создание производства автоприцепов для транспортировки нефтепродуктов, метанолов, химических жидкостей и иных специализированных грузов	ЗАО «КАПРИ»	Тосненский район	Никольское городское поселение	1	ПС 35 кВ Завод Сокол (ПС 52)	2021
26	Строительство второй очереди завода по производству фаянсовой сантехники	ООО «Рока Рус»	Тосненский район	Тосненское городское поселение	2,5	ПС 110 кВ Тосно (ПС 483)	2022
27	Строительство завода карабленесущих систем Нидакс	ООО «Нидакс Холдинг РУС»	Тосненский район	Федоровское городское поселение	3	ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	2021
28	Производство бутилированной питьевой воды и безалкогольных напитков	ООО «Восход»	Гатчинский район	д. Большие Колпаны	2	ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366)	2022
29	Производство метанола	ООО «ЕвроХим Северо-Запад 3»	Кингисеппский район	Большелуцкое сельское поселение	48	ПС 110 кВ Метанолловская	2024
30	Производство импрегнированной бумаги/пленки	ООО «Инновационные технологии»	Сланцевский район	Сланцевское городское поселение	1,2	ТЭЦ ООО «Сланцы»	2025
31	Производство ж/б опор и металлоконструкций	ООО «Комплексные строительные решения»	Всеволожский район	Занеское городское поселение	1,5	ПС 110 кВ Слобода (ПС 312)	2022
32	Производство лакокрасочных материалов	ООО «Терминал «Янино»	Всеволожский район	Заневское городское поселение	4	ПС 110 кВ Слобода (ПС 312)	2021
33	Расширение действующего производства сэндвич-панелей и печеня	ООО «Ориент Продакс»	Всеволожский муниципальный район	Сертоловское городское поселение	1	ПС 110 кВ Сертолово (ПС 537)	2022
34	Создание производства вспененных ПВХ	ООО «Карматех»	Тосненский район	Федоровское	1,2	ПС 110 кВ Федо-	2021

№ п/п	Наименование проекта	Наименование юридического лица	Место реализации		Электрическая мощность, МВт	Предполагаемый центр питания	Окончание реализации, год
			Муниципальный район (городской округ)	Поселение			
	листов			городское поселение		ровская (ПС 211)	
Промышленная зона «Горелово»							
35	Обновление производственного оборудования	ООО «ММ Полиграфо-формление пэкеджинг»	Ломоносовский район, Виллозское городское поселение		3,2	ПС 110 кВ Горелово (ПС 222)	2021
36	Производство керамогранита	ООО «Керамин»			3,2		2021
37	Производство табачной продукции	ООО «Кресс Нева»			1,65		2021
38	Запуск новой технологической линии на фабрике по выпуску мучных кондитерских изделий на территории Ломоносовского района Ленинградской области	АО «Кондитерское объединение «Любимый край»			2		2021
Индустриальный парк «М10»							
39	АО "Тандер" (вторая очередь); АртФонарь; АрхиМет; ПитерПром ПК; производственно-складской комплекс пищевых товаров; технопарк для пищевых предприятий М10	ООО «Агентство территориального развития «М10» «М10 Ям-Ижора»	Тосненский район	Тельмановское сельское поселение	10	ПС 110 кВ Поповка (ПС 482), ПС 110 кВ РЦ-11 (ПС 500), ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	2022-2023
40	ООО «РосЭнерго», ЗАО «Балтийская нержавеющая сталь», ЗАО «Холдинг-78», ООО "Петроснаб"	ООО «Агентство территориального развития «М10» «М10 Тельмана»		Тельмановское сельское поселение	2		2022-2023
41	ООО «Шредер Ритейл» (вторая очередь), ООО УК «Автодор», АО «Племхоз им. Тельмана», ООО «Газпром газомоторное топливо», ПАО «Новатэк», ПАО «Газпром нефть», АО «Тандер», X5 Retail Group.	ООО «Агентство территориального развития «М10» «М10 Пионер»		Тельмановское сельское поселение	5		2021-2022
42	ЗАО "КАПРИ", ООО "Регион"	ООО «Агентство территориального развития «М10» «М10 Никольское»		Никольское городское поселение	2		2021-2022
43	Логистический комплекс для размещения фулфилмент-центра e-commerce	ООО «Агентство территориального развития «М10» «М10 Красный Бор»		Красноборское городское поселение	10		2021-2022

Источник данных: Комитет экономического развития и инвестиционной деятельности Администрации Ленинградской области (письмо №14И-339/2021 от 20.01.2021, приложение Е.1)

Предложение по сооружению новых центров питания в районе Усть-Луги

В соответствии с информацией о предполагаемых к осуществлению на территории Ленинградской области инвестиционных проектах, предоставленной Комитетом экономического развития и инвестиционной деятельности, в районе морского торгового порта Усть-Луга предусматривается размещение ряда производств.

В таблице 4.1.6 приведен перечень инвестиционных проектов, предусматриваемых к осуществлению в районе Усть-Луги.

Таблица 4.1.6 – Перечень инвестиционных проектов, предусматриваемых к осуществлению в районе Усть-Луги

Наименование инвестпроекта	Описание, место расположения	Нагрузка, МВт	Предполагаемый центр питания	Год ввода
ООО «Балтийский метанол»	Завод по производству метанола. Кингисеппский район Вистинское сельское поселение	25	ПС 330 кВ Нарва	2023
ООО «Перегрузочный пункт»	Региональный распределительно-накопительный грузовой узел Кингисеппский район Вистинское сельское поселение	10	ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505), ПС 110 кВ Порт (ПС 549)	2022
ООО «Ультрамар»	Создание производственно-складского перевалочного комплекса с причалом и промышленной железнодорожной станцией Вистино	12	ПС 110 кВ Вистино (ПС 292), ПС 110 кВ Порт (ПС 549)	II очередь - 2022
ООО «ЕвроХим Терминал Усть-Луга»	Терминал по перевалке минеральных удобрений в морском торговом порту Усть-Луга	8	Требуется разработка схемы внешнего электроснабжения	2022
АО «ХК «Новотранс»	Универсальный торговый терминал «Усть-Луга»	26,6		2022
ООО «Аском»	Строительство метанольного завода в предпортовой зоне Усть-Луга	32		2023
ООО «Русхимком»	Строительство завода по производству метанола мощностью 5 000 т/сут.	16		2023

Помимо представленных в таблице 4.1.6 инвестиционных проектов, на территории Усть-Лужского сельского поселения ООО «РусХимАльянс» и ООО «Балтийский Химический Комплекс» предусматривается строительство комплекса переработки этансодержащего газа в составе газоперерабатывающего завода и производства сжиженного природного газа (СПГ) с вводом 1 очереди в 2024 году и суммарной нагрузкой на полное развитие 795 МВт.

Для обеспечения возможности электроснабжения указанных потребителей в районе Усть-Лужского сельского поселения, в настоящей работе в базовом варианте развития предусматривается строительство в 2023 году ПС 330 кВ Нарва.

ПС 330 кВ Нарва предполагается присоединить заходами ВЛ 330 кВ Копорская - Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва с образованием ВЛ 330 кВ Кингисеппская - Нарва №1 и ВЛ 330 кВ Копорская - Нарва №1, а также ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва №2 (чертеж 2.00.396.002 Лист 1, Лист 5, Лист 6).

Мероприятия по строительству и присоединению к энергосистеме ПС 330 кВ Нарва присутствуют в проекте «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы».

В региональном варианте для электроснабжения логистического комплекса и металлургического завода ООО «НКТ», размещение которых планируется на территории Кингисеппского района Ленинградской области, в 2025 году предусматривается строительство ПС 330 кВ Порт Усть-Луга.

Для присоединения ПС 330 кВ Порт Усть-Луга к энергосистеме предусматривается сооружение следующих электросетевых объектов:

- Строительство ПС 330 кВ Порт Усть-Луга с установкой четырех автотрансформаторов 330/110 кВ мощностью 400 МВА каждый;
- Сооружение двух ВЛ 330 кВ от шин 330 кВ ПС 750 кВ Копорская до шин 330 кВ ПС 330 кВ Порт Усть-Луга длиной 59,5 км;
- Сооружение одной ВЛ 330 кВ от шин 330 кВ Ленинградской АЭС до шин 330 кВ ПС 330 кВ Порт Усть-Луга длиной 59,9 км.

4.2 Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной в текущем году Схемы и программы развития ЕЭС России (актуальной редакции проекта)

В соответствии с техническим заданием (Приложение А) проведен анализ баланса мощности и электроэнергии из проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы.

В документе приведены балансы мощности и электроэнергии энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации (таблицы 4.2.1 и 4.2.2 соответственно).

Таблица 4.2.1 - Баланс мощности энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации, МВт

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Потребность (собственный максимум)	7800,0	7903,0	8035,0	8620,0	8745,0	8803,0	8811,0
Покрытие (установленная мощность)	13085,9	13110,3	13110,3	13140,3	11145,3	11145,3	11145,3
в том числе:							
АЭС	4337,6	4337,6	4337,6	4337,6	2337,6	2337,6	2337,6
ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
ТЭС	8040,4	8064,8	8064,8	8094,8	8099,8	8099,8	8099,8

Таблица 4.2.2 - Баланс энергии энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации, млрд. кВт·ч

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Потребность (потребление электрической энергии)	47,206	47,952	48,57	50,846	52,894	53,191	53,481
Покрытие (производство электрической энергии)	61,743	62,989	63,305	64,149	59,921	56,255	56,993
в том числе:							
АЭС	29,950	30,363	30,363	30,363	22,116	16,363	16,363
ГЭС	2,990	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400
ТЭС	28,803	29,226	29,541	30,386	34,405	36,491	37,230
Сальдо перетоков электрической энергии*	-14,537	-15,037	-14,735	-13,303	-7,027	-3,064	-3,512

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Приведенные данные показывают, что энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области, при заданных уровнях потребления электроэнергии и мощности, избыточна на протяжении всего рассматриваемого периода.

4.3 Детализация электропотребления и максимума потребления мощности по отдельным частям энергосистемы Ленинградской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме

Детализация электропотребления и максимума потребления мощности в работе принята по четырем укрупненным частям области (энергорайонам): Северной, Центральной, Западной и Восточной.

Северная часть включает в себя Выборгский и Приозерский районы. Обслуживание потребителей осуществляет филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Выборгские электрические сети».

Центральная часть состоит из Всеволожского района и частично (территории, прилегающие к Санкт-Петербургу) Ломоносовского, Тосненского и Гатчинского районов Ленинградской области. Электроснабжение потребителей осуществляет филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Санкт-Петербургские высоковольтные электрические сети».

В западную часть входят Гатчинский, Ломоносовский, Тосненский, Волосовский, Кингисеппский, Лужский и Сланцевский районы Ленинградской области. Электроснабжение потребителей осуществляют филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Гатчинские электрические сети» и филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Кингисеппские электрические сети».

Восточная часть включает в себя Волховский, Лодейнопольский, Подпорожский, Кировский, Киришский, Тихвинский и Бокситогорский районы и обслуживается филиалами ПАО «Россети Ленэнерго» «Новоладожские электрические сети» и «Тихвинские электрические сети».

Центры питания, принадлежащие другим электросетевым компаниям Ленинградской области отнесены к энергорайонам по территориальному признаку (их местоположению).

В таблице 4.3.1 приведена динамика изменения электропотребления и максимума потребления мощности энергорайонов Ленинградской области с выделением крупных потребителей для базового варианта.

В таблице 4.3.2 приведена динамика изменения электропотребления и максимума потребления мощности энергорайонов Ленинградской области для регионального варианта.

Таблица 4.3.1 - Динамика изменения электропотребления и максимума потребления мощности энергорайонов Ленинградской области с выделением крупных потребителей для базового варианта

Энергорайоны	Электропотребление , млн.кВтч					Нагрузка, МВт				
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Северная часть Ленинградской области, в том числе	4778,1	4835,7	4927,0	5165,9	5696,3	763,4	770,5	788,2	873,5	910,1
ООО «Порт Высоцкий»	20,42	20,42	20,42	20,42	20,42	2	2	2	2	2
ПАО «ВСЗ»	31	31	31	31	31	8,3	8,3	8,3	8,3	
ООО "Приморский универсальный-перегрузочный комплекс"	--	--	н/д	н/д	н/д	--	--	75	140	140
ЗАО "Интернешнл Пейпер"	990	990	990	990	990	108	108	108	108	108
Центральная часть Ленинградской области, в том числе	3125,7	3242,8	3408,7	3785,6	4267,4	499,4	516,7	545,3	640,1	681,8
ООО «Нокиан Тайерс»	95,2	95,8	96,3	96,5	96,6	19,5	19,5	19,6	19,6	19,6
Гатчинские электрические сети, в т.ч.	3138,3	3154,3	3177,4	3114,3	3338,6	501,4	502,6	508,3	526,6	533,4
Кингисеппские электрические сети, в т.ч.	1766,9	1914,8	1995,9	2099,5	2523,0	282,3	305,1	319,3	355	403,1
Западная часть Ленинградской области, в том числе	4905,18	5069,13	5173,33	5213,78	5861,55	783,7	807,7	827,6	881,6	936,5
ООО «ПГ «Фосфорит»	293	293	293	293	293	32	32	32	32	32
АО «ЕвроХим Северо-Запад»	143,01	147,05	147,05	147,05	147,05	20	20	20	20	20
ООО «ЕвроХим Северо-Запад-2»	--	43	394	394	394	--	55	55	55	55
ООО «РусХимАльянс»¹⁾	--	--	--	1752	1752	--	--	--	200	200
ООО «Балтийский Химический Комплекс»¹⁾	--	--	--	1724	1724	--	--	--	215,5	215,5
Новоладожские электрические сети, в т.ч.	1959,7	1967,5	1965,3	1883,0	2002,9	313,1	313,5	314,4	318,4	320
Тихвинские электрические сети, в т.ч.	3571,4	3597,4	3598,7	3434,9	3652,8	570,6	573,2	575,7	580,8	583,6
Восточная часть Ленинградской области, в том числе	5531,1	5564,9	5564,0	5317,9	5655,6	883,7	886,7	890,1	899,2	903,6
ООО «КИНЕФ»	1800	1800	1800	1800	1800	215	215	215	215	215
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	23	23	23	23	23
АО «Сясьский ЦБК»	152,5	156,3	174	169,9	185,6	28	30	30	32	32
ООО «ТФЗ»	535,8	535,8	535,8	535,8	535,8	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2
АО «ТВСЗ»	271	282	282	282	282	35	35	35	35	35
Итого (без учета потерь и СН электростанций (кроме электростанций промпредприятий))	18340,1	18712,5	19073,1	22959,1	24956,9	2930,2	2981,6	3051,2	3709,9	3847,5

Примечание: Нагрузка энергорайонов приведена на час прохождения максимума энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области. По промышленным предприятиям приведена максимальная заявленная нагрузка (без учета коэффициента совмещения максимума). ¹⁾- указана нагрузка 1й очереди

Таблица 4.3.2 - Динамика изменения электропотребления и максимума потребления мощности энергорайонов Ленинградской области для регионального варианта

Энергорайоны	Электропотребление , млн.кВтч					Нагрузка, МВт				
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Северная часть Ленинградской области, в том числе	4786,7	4909,4	5207,3	5590,6	6470,0	764,4	786	834,1	951,1	1034,2
ООО «Порт Высоцк»	20,42	20,42	20,42	20,42	20,42	2	2	2	2	2
ПАО «ВСЗ»	31	31	31	31	31	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
ООО «Приморский универсальный-перегрузочный комплекс»	--	--	н/д	н/д	н/д	--	--	75	140	140
ЗАО «Интернешнл Пейпер»	990	990	990	990	990	108	108	108	108	108
ООО «Газ-Синтез»	--	--	н/д	н/д	н/д	--	30	30	30	30
Центральная часть Ленинградской области, в том числе	3186,1	3601,4	4049,2	4801,2	5641,7	508,8	576,6	648,6	816,8	901,8
ООО «Нокиан Тайерс»	95,2	95,8	96,3	96,5	96,6	19,5	19,5	19,6	19,6	19,6
Гатчинские электрические сети, в т.ч.	3153,5	3260,4	3391,8	3406,9	3707,9	503,6	522	543,3	579,6	592,7
Кингисеппские электрические сети, в т.ч.	1832,3	2073,0	2265,0	2543,4	3193,1	292,6	331,9	362,8	432,7	510,4
Западная часть Ленинградской области, в том числе	4985,8	5333,5	5656,8	5950,3	6901,0	796,2	853,9	906,1	1012,3	1103,1
ООО «ПГ «Фосфорит»	293	293	293	293	293	32	32	32	32	32
АО «ЕвроХим Северо-Запад»	143,01	147,05	147,05	147,05	147,05	20	20	20	20	20
ООО «ЕвроХим Северо-Запад-2»	--	43	394	394	394	--	55	55	55	55
ООО «ЕвроХим Северо-Запад-3»	--	--	--	н/д	н/д	--	--	--	45	45
ООО «Балтийский метанол» ¹⁾	--	--	н/д	н/д	н/д			25	25	25
ООО «Аском»	--	--	н/д	н/д	н/д			32	32	32
АО «ХК «Новотранс»	--	н/д	н/д	н/д	н/д	--	26,6	26,6	26,6	26,6
ООО «РусХимАльянс»	--	--	--	1752	3171	--	--	--	200	362
ООО «Балтийский Химический Комплекс»	--	--	--	1724	1724	--	--	--	215,5	215,5
ООО «НКТ»	--	--	--	--	н/д	--	--	--	--	795
Новоладожские электрические сети, в т.ч.	1965,0	1992,5	2021,5	1953,3	2093,3	313,8	319	323,8	332,3	334,6
Тихвинские электрические сети, в т.ч.	3575,0	3600,2	3629,1	3463,3	3711,1	570,9	576,4	581,3	589,2	593,2
Восточная часть Ленинградской области, в том числе	5540,0	5592,7	5650,5	5416,6	5804,3	884,7	895,4	905,1	921,5	927,8
ООО «КИНЕФ»	1800	1800	1800	1800	1800	215	215	215	215	215
АО «РУСАЛ Бокситогорск»	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	23	23	23	23	23
АО «Сясьский ЦБК»	152,5	156,3	174	169,9	185,6	28	30	30	32	32
ООО «ТФЗ»	535,8	535,8	535,8	535,8	535,8	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2
АО «ТВСЗ»	271	282	282	282	282	35	35	35	35	35
ООО «Агентство территориального развития «М10»	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	29	29	29	29	29
Итого (без учета потерь и СН электростанций (кроме электростанций промпредприятий))	18498,6	19436,9	20563,8	25781,9	33435,3	2954,1	3111,9	3293,9	4117,2	5339,4

Примечание: Нагрузка энергорайонов приведена на час прохождения максимума энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области. По промышленным предприятиям приведена максимальная заявленная нагрузка (без учета коэффициента совмещения максимума). ¹⁾ - Указана нагрузка на полное развитие

4.4 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Ленинградской области, установленной мощностью не менее 5 МВт, на 5-летний период

При разработке предложений по развитию генерирующих мощностей на территории Ленинградской области были использованы:

- Проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы;
- Данные, предоставленные Филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и генерирующими компаниями Ленинградской области.

Объем вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях, расположенных на территории Ленинградской области приведен в таблице 4.4.1.

Данные об объемах и структуре ввода генерирующего оборудования в эксплуатацию в период 2021-2025 годов для базового и регионального вариантов приведены в таблице 4.4.2.

В таблице 4.4.3 приведены данные о модернизации на электростанциях Ленинградской области в рассматриваемый период.

Таблица 4.4.1 - Объем вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях, расположенных на территории Ленинградской области в период 2021-2025 годов, МВт

Электростанция	Тип демонтажа	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Базовый вариант						
<u>Ленинградская АЭС</u>						
3 РБМК-1000	окончательный					1000,0
4 РБМК-1000	окончательный					1000,0
Всего по станции						2000,0
<u>Тихвинская ТЭЦ</u>						
1 ГПУ	окончательный	18,32				
3 ГПУ	окончательный	18,32				
5 ГПУ	окончательный	18,32				
Всего по станции		54,96				
Итого		54,96				2000
Региональный вариант						
<u>Ленинградская АЭС</u>						
3 РБМК-1000	окончательный					1000,0
4 РБМК-1000	окончательный					1000,0
Всего по станции						2000,0
<u>Тихвинская ТЭЦ</u>						
1 ГПУ	окончательный	18,32				
3 ГПУ	окончательный	18,32				
5 ГПУ	окончательный	18,32				
Всего по станции		54,96				
<u>ТЭЦ ООО «Сланцы»</u>						
5 АТ-25-2		20,0				
Всего по станции		20,0				
Итого		74,96				2000

Таблица 4.4.2 - Объемы и структура ввода генерирующего оборудования в эксплуатацию в период 2021-2025 годов, МВт

Электростанция	Тип ввода	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Базовый вариант						
<u>Ленинградская АЭС</u>						
6 ВВЭР-1200	новое строительство	1150,0				
Всего по станции		1150,0				
Итого		1150,0				
Региональный вариант						
<u>Ленинградская АЭС</u>						
6 ВВЭР-1200	новое строительство	1150,0				
Всего по станции		1150,0				
<u>УТЭЦ ВФ АО «Апатит»</u>						
1SST-400		34,3				
Всего по станции		34,3				
<u>ТЭЦ ООО «Сланцы»</u>						
4 АТ-25-2		20,0				
Всего по станции		20,0				
<u>ВЭС Вистино</u>						
Ветровые агрегаты	новое строительство			50,0	25,0	25,0
Ветровые агрегаты	новое строительство					
Всего по станции				50,0	25,0	25,0
<u>ВЭС Свирица</u>						
Ветровые агрегаты	новое строительство				69,0	
<u>ВЭС Копорье</u>						
Ветровые агрегаты	новое строительство					200
Итого		1204,3		50,0	94,0	225,0

В базовом варианте в 2021 году планируется ввод шестого энергоблока установленной мощностью 1150,0 МВт на Ленинградской АЭС.

В региональном варианте в период 2021-2025 годов дополнительно предполагается:

- ввод на ТЭЦ ООО «Сланцы» 4 АТ-25-2 установленной мощностью 20 МВт взамен 5 АТ-25-2;
- ввод УТЭЦ ВА АО «Апатит» установленной мощностью 34,3 МВт;
- ввод ветроэлектростанции Вистино суммарной установленной мощностью 100 МВт (50 МВт – 2023 год, 25 МВт – 2024 и 25 МВт – 2025 год). Проект реализует ПАО «ТГК-1» в районе п.Вистино Кингисеппского района Ленинградской области;
- ввод ветроэлектростанции Свирица суммарной установленной мощностью 69 МВт. ВЭС Свирица предполагается к размещению вблизи п.Свирица Волховского района Ленинградской области. Реализует проект ООО «ВЭС Свирица».
- ввод ветроэлектростанции суммарной установленной мощностью 200 МВт ВЭС Копорье предполагается к размещению вблизи села Копорье Ломоносовского района Ленинградской области. Реализует проект группа Enel Green Power в лице ООО «Копорье ВЭС».

Таблица 4.4.3 – Объем и структура модернизации генерирующего оборудования в период 2021-2025 годов

Наименование электростанции	Станционный номер установленного оборудования	Тип и наименование установленного оборудования	Тип мощности	Мощность, МВт	Год
Базовый вариант					
Киришская ГРЭС	Г-2Т	ПТ-60-130/13	до модернизации	60	2021
		ПТ-65-130/13	после модернизации	65	2022
		ПТ-65-130/13	изменение	5	2022
	Г-1Т	ПТ-50-130/7	до модернизации	50	2022
		ПТ-60-130/13	после модернизации	60	2024
		ПТ-60-130/13	изменение	10	2024
	Г-4Т	ПТ-60-130/13	до модернизации	60	
		ПТ-65-130/13	после модернизации	65	2025
		ПТ-65-130/13	изменение	5	2025
Региональный вариант					
Северная ТЭЦ	4	Т-100/120-130	до модернизации	100	01.05.2022-31.12.2024
			после модернизации	100	
			изменение	0	

В соответствии с планами собственника, в региональном варианте предусматривается модернизация генерирующего оборудования Северной ТЭЦ без увеличения мощности.

В таблице 4.4.4 приведена динамика изменения установленной мощности на электростанциях Ленинградской области в период 2021-2025 годов для базового и регионального вариантов.

Таблица 4.4.4 – Динамика изменения установленной мощности на электростанциях Ленинградской области в период 2021-2025 годов для базового и регионального вариантов, МВт

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Ленинградская АЭС	4337,634	4337,634	4337,634	4337,634	2337,634
Киришская ГРЭС	2555	2560	2560	2570	2575
Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	500	500	500	500	500
Волховская ГЭС (ГЭС-6)	84	84	84	84	84
Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9)	99	99	99	99	99
Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12)	160	160	160	160	160
Лесогорская ГЭС (ГЭС-10)	118	118	118	118	118
Светогорская ГЭС (ГЭС-11)	122	122	122	122	122
Нарвская ГЭС (ГЭС-13)	124,8	124,8	124,8	124,8	124,8
Станция активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко»	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
ТЭЦ ЗАО "Интернешнл Пейпер"	93	93	93	93	93
ТЭЦ ООО "Сланцы"	20	20	20	20	20
ТЭЦ ООО "ПГЛЗ"	78	78	78	78	78
ТЭЦ АО "РУСАЛ Бокситогорск"	24	24	24	24	24
ТЭЦ ОАО "Сясьский ЦБК"	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
ТЭЦ ООО "ПГ "Фосфорит"	44	44	44	44	44
Волховская ТЭЦ АО "ЛОТЭК"	12	12	12	12	12
ТЭЦ ФГУП "НИТИ им.Александрова"	20	20	20	20	20
ТЭЦ АО "КНАУФ ПЕТРОБОРД"	12	12	12	12	12
Тихвинская ТЭЦ	54,96	54,96	54,96	54,96	54,96
ГПТЭС ООО "Петербургцемент"	25,21	25,21	25,21	25,21	25,21
ЭСН КС «Портовая»	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
УТЭЦ ВФ АО "Аппатит"	0 34,3	0 34,3	0 34,3	0 34,3	0 34,3

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
ВЭС Вистино	-	-	<u>0</u> 50	<u>0</u> 75	<u>0</u> 100
ВЭС Свирица	-	-	-	<u>0</u> 69	<u>0</u> 69
ВЭС Копорье	-	-	-	-	<u>0</u> 200
Всего ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
Всего ВЭС	-	-	<u>0</u> 50	<u>0</u> 144	<u>0</u> 369
Всего АЭС	4337,634	4337,634	4337,634	4337,634	2337,634
Всего ТЭС	<u>3473,87</u> 3508,17	<u>3478,87</u> 3513,17	<u>3478,87</u> 3513,17	<u>3488,87</u> 3523,17	<u>3493,87</u> 3528,17
ИТОГО	<u>8519,304</u> 8553,604	<u>8524,304</u> 8558,604	<u>8524,304</u> 8608,604	<u>8534,304</u> 8712,604	<u>6539,304</u> 6942,604
Примечания: 1) Установленная мощность приведена на конец года					
2) В числителе приведены значения для базового варианта, в знаменателе - для регионального					

Таким образом установленная мощность электростанций, расположенных на территории Ленинградской области в 2025 году в базовом варианте составит 6539,304 МВт, в региональном – 6942,604 МВт.

4.5 Прогноз развития энергетики Ленинградской области на основе ВИЭ. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе ВИЭ и местных видов топлива

Ветроэнергетические установки

Северо-запад России является регионом, в котором присутствуют необходимые условия для применения ветроэнергетических установок (ВЭУ) различных классов мощности. Основным из них является наличие высокого уровня теоретического (или природно-климатического) потенциала ветровой энергии.

Большой интерес представляет использование побережья и мелководных акваторий Финского залива и Ладожского озера, где небольшая глубина 2-10 м и высокие среднегодовые скорости ветра создают благоприятные условия для сооружения ВЭС.

На прибрежных частях упомянутых акваторий средняя годовая скорость ветра, на уровне 10 метров от поверхности земли, составляет от 7 до 8 м/с. К наиболее благоприятным местам для размещения ВЭУ следует отнести, в первую очередь, Лондонскую отмель, острова Гогланд, Малый и Мощный, Большой и Малый Тютерс, Сескар. На рисунке 4.5.1 показано распределение средних скоростей ветра по территории Ленинградской области.

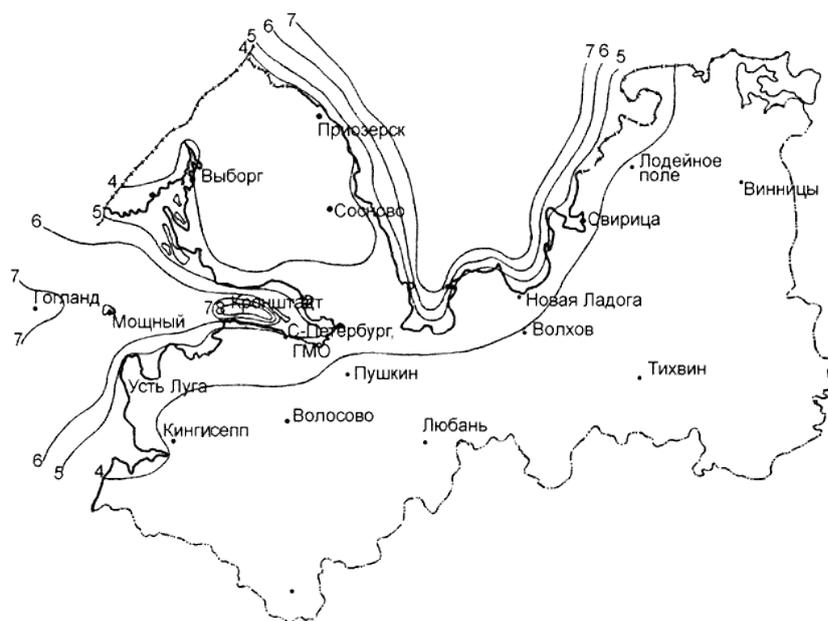


Рисунок 4.5.1 – Изолинии распределения средних скоростей ветра на высоте 10-15 метров в прибрежных зонах Финского залива и Ладожского озера, м/с

В проекте Схемы и программы развития ЭЭС России на 2021-2027 годы в информации о планах собственников по строительству генерирующих объектов (дополнительные вводы) показан ввод ветроэлектростанции в Волховском районе Ленинградской области вблизи п.Свирица – ВЭС Свирица. Установленная мощность электростанции – 69 МВт.

Всю фактически выработанную электроэнергию владелец станции (ООО «ВЭС Свирица») будет продавать на оптовом рынке в соответствии с «Постановлением Правительства РФ

от 28 мая 2013 г. №449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

Информация по состоянию проекта ветровой электростанции (ВЭС) Свирица.

1. Характеристики территории размещения ВЭС:

- Расположение участка: Ленинградская область, Волховский район, Свирицкое сельское поселение, прибрежная зона оз. Ладога;

Кадастровый номер участка	Площадь, кв. м
47:10:0000000:24211	734 782
47:10:0000000:24249	56 522

- Земельные участки под строительство ВЭС находятся в собственности ООО «ВЭС Свирица»;
- К участкам имеется подъезд по дороге регионального значения.

2. Технологическое присоединение ВЭС.

- Схема выдачи мощности ветроэлектрической станции в Ленинградской области установленной мощностью 69 МВт была разработана в августе 2018 г Акционерным обществом «Научно-технический центр Единой энергетической системы (Московское отделение)».

- Материалы внестадийной работы «Схема выдачи мощности ветроэлектрической станции в Ленинградской области установленной мощностью 69 МВт» согласованы письмом №МА-4997 от 09.08.2018 ПАО «ФСК ЕЭС» и письмом № 03-Б2-1-1-19-3543 от 14.08.2018 Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

- На основании расчетов электроэнергетических режимов и технико-экономического сравнения вариантов на Этапе 1 Работы определен рекомендуемый вариант схемы выдачи мощности ВЭС мощностью 69 МВт, предполагающий выдачу мощности в сеть 110 кВ, на шины 110 кВ ПС 330 кВ Сясь и включающий в себя следующие мероприятия:

- сооружение ВЛ 110 кВ ВЭС Свирица – Сясь, выполненная проводом АС-120 длиной 43 км;

- реконструкция ПС 330 кВ Сясь с сооружением дополнительной ячейки в РУ 110 кВ;

- сооружение РУ 110 кВ ВЭС Свирица с применением схемы № 110-1 «Блок (линия-трансформатор) с разъединителем» с установкой одного трансформатора типа ТДЦ 80000/110.

- Разработаны и согласованы 17.07.2019 ПАО «ФСК ЕЭС» и 04.07.2019 Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада технические условия на осуществление технологического присоединения от 34 объектов по производству электрической энергии ООО «ВЭС Свирица» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС». ТУ действительны по 31.12.2023.

- Выполнение настоящих технических условий обеспечивает поэтапное технологическое присоединение вновь сооружаемых в процессе технологического присоединения объектов по производству электрической энергии ВЭС Свирица, установленной (максимальной)

мощностью 68,4 МВт, а также технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, потребляемой из электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» 1,14 МВт, и объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих технологическое присоединение энергопринимающих устройств ВЭС Свирица, в том числе: на первом этапе (проведение пусконаладочных работ) - энергопринимающих устройств максимальной мощностью 1,14 МВт и объектов по производству электрической энергии установленной (максимальной) мощностью 68,4 МВт, на втором этапе (проведение комплексных испытаний и ввод в работу) - объектов по производству электрической энергии установленной (максимальной) мощностью 68,4 МВт и энергопринимающих устройств максимальной мощностью 1,14 МВт, к существующим электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»: ПС 330 кВ Сясь: с образованием после выполнения настоящих технических условий на первом и втором этапах 1 (одной) точки присоединения.

- ВЭС Свирица включена в Схему и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы (Приказ Минэнерго России от 30.06.2020 №508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой Энергетической Системы России на 2020-2026 годы»);

- ВЭС Свирица включена в «Схему и программу развития электроэнергетики Ленинградской области на 2020-2024 годы», утвержденной распоряжением Губернатора Ленинградской области от 30.04.2020 № 366-рг.

3. Проектно-изыскательские работы.

- Проведены инженерно-геологические изыскания на объекте, пробурено около 700 скважин на глубину от 5 до 35 метров для исследований грунтов на местах проектирования фундаментов, дорог, кабельных линий и подстанции.

- Завершено проведение инженерно-гидрометеорологических и геодезических изысканий на площадке ветропарка и прилегающих территориях. Исследовано влияние на окружающие водоемы и их влияние на проектируемый ветропарк;

- Выполнена топосъемка участка 74 Га М 1:500.(Зарегистрирована в экспертизе);
- Выполнена топосъемка участка и прилегающих территорий (в границах польдера) ~ 1600 Га - М 1:2000;

- Выполнен ортофотоплан участка и прилегающих территорий ~1700 Га – М 1:5000;

- Проводится проектирование ВЭС на стадии «П»;

- В 2020 году ООО «ВЭС Свирица» получено разрешение на строительство.

4. Данные основного оборудования.

- Тип ВЭУ: Siemens-Gamesa G132-3,6MW;

- Диаметр ветроколеса: 132 м;

- Мощность ВЭУ: 3,6 МВт;

- Высота башни: 84 м;
- Планируется, что ВЭС будет состоять из 19 ВЭУ единичной мощностью 3,6 МВт, подстанции 110/35 кВ и инженерной инфраструктуры (подъездных дорог и ЛЭП).

5. Исследование ветровых ресурсов.

- Исследование ветровых ресурсов на площадке ВЭС проводилось с 2014 по 2016 год с участием сертифицированной компании WSB Neue Energie GmbH (ФРГ);
- Среднегодовая скорость ветра на высоте оси ветроколеса ветроэнергетической установки (ВЭУ) по данным мониторинга и последующих расчетов достигает 6,5 метров в секунду.

6. Предварительные технико-экономические показатели проекта:

- Удельные капитальные затраты проекта 80 млн. р/МВт;
- Общие капитальные затраты проекта 5 472 млн. р;
- NPV 1 632 млн. р.;
- IRR 15,8%;
- Простой период окупаемости 5,3 лет;
- Денежный поток, генерируемый проектом за период эксплуатации 20 лет – 7 257 млн руб.

В работе ввод ВЭС Свирица в 2023 году принят в региональном варианте.

В Кингисеппском районе Ленинградской области ПАО «ТГК-1» планирует строительство ВЭС Вистино максимальной установленной мощностью 100 МВт. Ветроэлектростанцию планируется разместить в районе деревни Вистино.

1-ю очередь (50 МВт) предполагается ввести в 2023 году, 2-ю очередь (25 МВт) – в 2024 году и 3-ю очередь (25 МВт) – в 2025 году.

Схема выдачи мощности ВЭС Вистино установленной мощностью 100 МВт была разработана в 2019 году Акционерным обществом «Научно-технический центр Единой энергетической системы».

Для выдачи мощности ВЭС предполагается сооружение ПС 110/35 кВ ВЭС Вистино и ВЛ 110 кВ ВЭС Вистино – Порт протяженностью 8,7 км.

Поскольку ВЭС Вистино не вошла в проект «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021 -2027 годы», ввод электростанции в данной работе учитывается в региональном варианте.

В Ломоносовском районе Ленинградской области Группой Enel Green Power в лице ООО «Копорье ВЭС» реализуется проект ветроэлектростанции мощностью 200 МВт с планируемым сроком ввода в 2025 году.

Всю фактически выработанную электроэнергию владелец станции (ООО «Копорье ВЭС») будет продавать на оптовом рынке в соответствии с «Постановлением Правительства РФ от 28 мая 2013 г. №449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

В рамках подготовки проекта с 2020 года осуществляется инструментальное измерение ветровых параметров на площадке предполагаемого строительства, проводится сбор исходных данных для проектирования. Разработаны технические решения по организации схемы выдачи мощности ВЭС в прилегающую сеть, находящиеся в стадии согласования с подразделениями АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети».

Для выдачи мощности ВЭС предполагается сооружение ПС 110 кВ Копорье ВЭС с присоединением к энергосистеме отпайками от ВЛ 110 кВ Сосновоборская-3,4 (отходящих от РУ 110 кВ Ленинградской АЭС) ориентировочной протяженностью 1 км.

Поскольку ВЭС Копорье не вошла в проект «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021 -2027 годы», ввод электростанции в данной работе учитывается в региональном варианте.

Кроме крупных системных ВЭС, предназначенных для работы на сеть, весьма перспективно внедрение ветроэнергетических установок как энергосберегающих систем при энергообеспечении предприятий и индивидуальных застройщиков.

Опыт сооружения ВЭУ для такого использования на одном из предприятий в Красном Селе показал высокую энергосберегающую эффективность.

Малые ГЭС

К объектам малой гидроэнергетики относятся малые ГЭС (гидроагрегаты мощностью от 100 кВт до 30 МВт) и микро-ГЭС (мощность до 100 кВт).

На территории Ленинградской области расположена действующая малая гидроэлектростанция – Лужская ГЭС.

Основное предназначение состоящей на балансе ПАО «ТГК-1» Лужской ГЭС установленной электрической мощностью 454 кВт – регулирование стока воды по реке Быстрица.

В 50-60 годы XX века на территории области эксплуатировалось несколько десятков малых ГЭС, которые затем в условиях сплошной сетевой электрификации были выведены из эксплуатации и заброшены. Они могут быть реконструированы, восстановлены и технически перевооружены. На ряде малых ГЭС сохранились гидротехнические сооружения и бьефы, которые используются в рекреационных и мелиоративных целях, что упрощает задачу восстановления объектов и снимает ряд задач, связанных с экологией.

Сдерживающим фактором на пути сооружения малых ГЭС является рыбохозяйственное значение большинства рек, вопросы подключения к сетям малых электростанций, а также их

близость к населенным пунктам, что грозит подтоплением при поднятии уровня водохранилищ до рабочего уровня.

Электростанции и энергоустановки, использующие газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов

С 2015 года на территории области работает промышленная ТЭС ООО «Вирео Энерджи» мощностью 2,4 МВт (квалифицированный генерирующий объект ВИЭ), использующая в качестве основного топлива свалочный газ (станция активной дегазации полигона ТБО «Новый Свет-Эко»).

Проектная мощность станции – 4,8 МВт. В соответствии с данными собственника, ввод второй очереди в рассматриваемый период 2021-2025 годов не планируется.

Развитие энергетики на основе местных видов топлива

Основными видами местного топлива в Ленинградской области являются древесина, торф и сланец.

На территории Ленинградской области активно развита деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность, что способствует использованию вторичных энергоресурсов, таких как щепы, пеллеты и пр. Например, ЗАО «Интернейшнл Пейпер» утилизирует технологические отходы деревообработки, попутно генерируя теплоэнергию. Также ряд муниципальных котельных использует древесное топливо, перечень которых представлен в таблице 4.5.1.

Таблица 4.5.1 - Котельные, работающие на древесном топливе

Принадлежность к компании, станции	Место расположения, адрес	Дата ввода	Тип, марка установки	Мощность оборудования, Гкал	Вид энергоресурса
ООО «ПАРИТЕТ»	п. Петровское, ул. Зоотехническая, д 1а	2002, 2012	«MVVI.TIMIZF.R» -21; КНД	5,1	щепы, пеллеты
ООО «Биотеплоснаб»	п. Суходолье Ромашкинское сельское поселение	2006	ORIONS 3H4; ORIONS 2H1	6,02	щепы, пеллеты
ООО «Биотеплоснаб»	п. Плодовое	2001	ORIONS -3V3	4,3	щепы
ООО «Биотеплоснаб»	п. Тракторное Плодовское сельское поселение	2012	ДТ900	3,44	щепы
ООО «Сосновский ДОЗ», МО Сосновское с/п	п. Сосново, ул. Академическая, д.1	1975	ДКВР 2,5/13	2,5	щепы, опилки
ООО «ПАРИТЕТЬ»	п. Починок Ларионовское сельское поселение	2003,2005	«КАЯЛ»; Луга-Лотос	4,52	щепы
ООО «Энерго-Ресурс»	г. Приозерск, ул. Пушкина, 24	2010,2012	КВМ	11,3	щепы, древесные отходы
филиал АО «Газпром теплоэнерго» в Ленинградской области	п. Царицино озеро	2005	СН 150 ДН Compact	2,58	щепы
ОАО «УЖКХ»	д. Еремина гора	2001, 2001, 2013	2 x ORIONS 10100, КВр-0.4	0,516	дрова
ОАО «УЖКХ»	д. Пашозеро	2016, 2000, 2012,2009	КВр-1.0, ORIONS 2S, КВр - 1.0д, КВНПу - 1.0	3,81	дрова
«Красный Бор -2»	п. Красный Бор, ул. Дубровского, 12	н/д	н/д	1,7	щепы

Принадлежность к компании, станции	Место расположения, адрес	Дата ввода	Тип, марка установки	Мощность оборудования, Гкал	Вид энергоресурса
Котельная	п. Лисино	н/д	н/д	1,72	щепа

В области обнаружено свыше 2300 месторождений торфа. Запасы торфа в области превышают 17 млрд.м³. Самые крупные месторождения торфа расположены в низменных районах области, особенно на юге и востоке.

Несмотря на то, что запасы торфа имеются во многих районах Ленинградской области, торфодобыча, как и во всей России, за последние десятилетия существенно снизилась, многие торфопредприятия закрылись или перешли на добычу торфа для сельского хозяйства.

Запасы месторождения сланцев в Ленинградской области составляют примерно 1,1 млн.т, что эквивалентно 200 млн.т нефти. Месторождение сланца расположено в Сланцевском районе. Там же находится предприятие по добыче и переработке горючего сланца ООО «Сланцы». Следует отметить что ООО «Сланцы» было перепрофилировано на прокалку нефтяных коксов для металлургии, однако сейчас на предприятии ведется работа по возобновлению добычи и глубокой переработки горючих сланцев с целью получения товарных продуктов на энерготехнологическом комплексе установок с твёрдым теплоносителем.

В целом потенциал местных топлив, прежде всего продуктов деревообработки, и возобновляемых источников энергии, в первую очередь – энергии ветра и воды, на территории Ленинградской области велик. Однако использование этих ресурсов возможно при экономическом стимулировании возобновляемой энергетики.

4.6 Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период

Прогнозные балансы мощности и электроэнергии выполнены в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденными Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281, а также Национальным стандартом РФ ГОСТ 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования», утвержденным Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 марта 2018 года №128-ст.

В соответствии с ГОСТ 58057-2018 (пп.6.3, 6.4) для территориальных энергосистем (энергорайонов, областей регулирования) расходная часть перспективного баланса мощности включает в себя максимум потребления мощности, приходная часть – располагаемую мощность электростанций.

В соответствии с прогнозируемыми уровнями потребности в мощности, намечаемым объемом работ по техническому перевооружению и вводом новых энерго мощностей сформирован баланс мощности Ленинградской области в период 2021-2025 годов.

Баланс электроэнергии Ленинградской области сформирован с учетом того, что выработка электроэнергии гидроэлектростанциями учтена среднесезонной величиной, работа теплоэлектростанций осуществляется по графику тепловой нагрузки потребителей.

От Каскада Вуоксинских ГЭС ПАО «ТГК-1» предполагается осуществлять передачу мощности и электроэнергии в Финляндию в рамках приграничной торговли.

Баланс мощности Ленинградской области при изложенных выше условиях на рассматриваемую перспективу складывается с избытками, как в базовом варианте (таблица 4.6.1), так и в региональном варианте (таблица 4.6.2). Величина избытков в базовом варианте составит от 2385,544 МВт до 5064,544 МВт, а в региональном варианте – от 1289,884 МВт до 5029,884 МВт.

Баланс электроэнергии Ленинградской области на перспективу складывается так же, как и баланс мощности. В период 2021-2025 годы избытки электроэнергии в Ленинградской области составят для базового варианта от 9,41 до 21,611 млрд. кВт·ч (таблица 4.6.3), для регионального варианта – от 1,115 до 21,149 млрд. кВт·ч (таблица 4.6.4).

Значительное влияние на баланс мощности и электроэнергии Ленинградской области оказывает ввод в базовом варианте нагрузки таких крупных потребителей как ООО «РусХимАльянс», ООО «Балтийский химический комплекс» (ПС 330 кВ Нарва) и в региональном варианте ООО «НКТ» (ПС 330 кВ Порт Усть Луга).

Необходимо отметить, что балансы мощности и электроэнергии Ленинградской области имеют условный характер, так как, Ленинградская АЭС, Киришская ГРЭС, Северная ТЭЦ ис-

пользуются для электроснабжения потребителей, как Ленинградской области, так и Санкт-Петербурга, а также всего Северо-Запада.

В таблицах 4.6.5-4.6.8 приведены балансы энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области для базового и регионального вариантов. Приведенные данные показывают, что в базовом варианте энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области, при заданных уровнях потребления электроэнергии и мощности, избыточна на протяжении всего рассматриваемого периода. В региональном варианте развития прогнозируется дефицит электроэнергии в 2025 году на уровне 4,371 млрд. кВт·ч, что связано с выводом двух энергоблоков Ленинградской АЭС и вводом 795 МВт нагрузки ООО «НКТ» (ПС 330 кВ Порт Усть Луга).

Таблица 4.6.1 – Баланс мощности Ленинградской области в период 2021-2025 годов. Базовый вариант, МВт

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность					
Собственный максимум потребления мощности	3510	3556	3616	4141	4197
Покрытие					
Установленная мощность, в том числе	8519,304	8524,304	8524,304	8534,304	6539,304
АЭС	4337,634	4337,634	4337,634	4337,634	2337,634
ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
ТЭС	3473,87	3478,87	3478,87	3488,87	3493,87
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	5009,304	4968,304	4908,304	4393,304	2342,304

Таблица 4.6.2 – Баланс мощности Ленинградской области в период 2021-2025 годов. Региональный вариант, МВт

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность					
Собственный максимум потребления мощности	3524	3667	3854	4568	5641
Покрытие					
Установленная мощность	8553,884	8558,884	8608,884	8712,884	6942,604
в том числе:					
АЭС	4337,634	4337,634	4337,634	4337,634	2337,634
ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
ТЭС	3508,45	3513,45	3513,45	3523,45	3528,17
ВЭС	0	0	50	144	369
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	5029,884	4891,884	4754,884	4144,884	1301,604

Таблица 4.6.3 – Баланс электроэнергии Ленинградской области в период 2021-2025 годов. Базовый вариант, млрд.кВт·ч

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность					
Электропотребление	21,97	22,317	22,604	24,491	26,271
Покрытие					
Выработка электростанций, в том числе	43,22	43,94	43,66	43,93	35,69
АЭС	29,95	30,36	30,36	30,36	22,12
ГЭС	2,99	3,40	3,40	3,40	3,40
ТЭС	10,284	10,173	9,898	10,164	10,173
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	21,255	21,620	21,057	19,437	9,419

Таблица 4.6.4 – Баланс электроэнергии Ленинградской области в период 2021-2025 годов. Региональный вариант, млрд.кВт·ч

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность					
Электропотребление	22,067	22,904	24,061	26,851	35,290
Покрытие					
Выработка электростанций, в том числе	43,225	43,937	43,751	44,218	36,415
АЭС	29,950	30,363	30,363	30,363	22,116
ГЭС	2,990	3,400	3,400	3,400	3,400
ТЭС	10,284	10,173	9,898	10,164	10,173
ВЭС			0,09	0,29	0,725
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	21,158	21,033	19,691	17,367	1,124

Таблица 4.6.5 – Баланс мощности энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области в период 2021-2025 годов. Базовый вариант, МВт

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность (собственный максимум)	7800	7903	8035	8620	8745
Покрытие (установленная мощность)	13085,9	13110,3	13110,3	13140,3	11145,3
в том числе:					
АЭС	4337,6	4337,6	4337,6	4337,6	2337,6
ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
ТЭС	8040,4	8064,8	8064,8	8094,8	8099,8

Таблица 4.6.6 – Баланс мощности энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области в период 2021-2025 годов. Региональный вариант, МВт

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность (собственный максимум)	7966	8303	8654	9454	10593
Покрытие (установленная мощность)	13110,884	13119,178	13169,178	13251,178	11470,178
в том числе:					
АЭС	4337,634	4337,634	4337,634	4337,634	2337,634
ГЭС	707,8	707,8	707,8	707,8	707,8
ТЭС	8065,45	8073,74	8073,74	8061,74	8055,74
ВЭС	0	0	50	144	369

Таблица 4.6.7 – Баланс электроэнергии энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области в период 2021-2025 годов. Базовый вариант, млрд.кВт·ч

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность (потребление электрической энергии)	47,206	47,952	48,570	50,846	52,894
Покрытие (производство электрической энергии)	61,743	62,989	63,305	64,149	59,921
в том числе:					
АЭС	29,950	30,363	30,363	30,363	22,116
ГЭС	2,990	3,400	3,400	3,400	3,400
ТЭС	28,803	29,226	29,541	30,386	34,405
Сальдо перетоков электрической энергии*	-14,537	-15,037	-14,735	-13,303	-7,027

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

Таблица 4.6.8 – Баланс электроэнергии энергосистемы г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области в период 2021-2025 годов. Региональный вариант, млрд.кВт·ч

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность (потребление электрической энергии)	48,749	50,777	53,030	56,297	65,030
Покрытие (производство электрической энергии)	61,743	62,989	63,395	64,439	60,646
в том числе:					
АЭС	29,950	30,363	30,363	30,363	22,116
ГЭС	2,990	3,400	3,400	3,400	3,400
ТЭС	28,803	29,226	29,541	30,386	34,405
ВЭС			0,090	0,290	0,725
Сальдо перетоков электрической энергии*	-12,994	-12,212	-10,365	-8,143	4,384

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой

5 Определение развития электрических сетей 35 кВ и выше по годам на основании расчетов электрических режимов для каждого варианта прогноза потребления электрической энергии и мощности

В соответствии с Техническим заданием в настоящей работе рассмотрены два варианта прогнозных уровней максимума нагрузки Ленинградской области и соответствующее им развитие сетей 35 кВ и выше на территории области: базовый вариант, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», и региональный вариант, учитывающий данные, предоставленные сетевыми компаниями и информацию Правительства Ленинградской области об инвестиционных проектах, намечаемых к реализации на территории Ленинградской области в период до 2025 года, а также индустриальных парках, освоение которых предполагается в рассматриваемый период.

В разделе 4 (таблица 4.1.5) приведены данные по инвестиционным проектам, намечаемым к реализации на территории области, предоставленные Комитетом экономического развития и инвестиционной деятельности.

В частях 2 и 3 книги 1 приведены материалы, обосновывающие сооружение и реконструкцию электросетевых объектов, а именно, договоры на технологическое присоединение потребителей, предоставленные сетевыми компаниями, а также заявки на ТП.

Развитие производства, рост требований к условиям проживания населения предопределяют повышение требований к качеству электроснабжения и, как следствие, к качеству функционирования распределительных электрических сетей.

В период до 2025 года основными направлениями развития распределительных электрических сетей будут их реконструкция и техническое перевооружение на новых принципах и новой технической базе.

Основными требованиями к сетям нового поколения являются нормированный уровень качества электрической энергии, адаптивность сетей к динамично развивающимся условиям региона, росту электрических нагрузок, применению новых технологий обслуживания электросетевых объектов и их автоматизации.

В период до 2025 года при проектировании нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения линий электропередачи и подстанций 35-110 кВ выдвигается требование в качестве схемного решения повышения надежности электроснабжения применять однократное сетевое резервирование.

Схема развития сетей 35-110 кВ на территории Ленинградской области разработана с учётом следующих основных положений и принципов:

- присоединение к сетям централизованного электроснабжения новых потребителей;
- электроснабжение новых промышленных узлов;
- усиление пропускной способности сетей 35-110 кВ;

- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- более полное использование существующих сетей;
- ограничение расхода электроэнергии на ее транспорт.

Следует отметить, что схемы внешнего электроснабжения тяговых подстанций, а также схемы присоединения к энергосистеме ПС крупных потребителей показаны предварительно и подлежат уточнению в отдельных работах по их внешнему электроснабжению.

В ближайшей перспективе основным направлением инвестиционной политики в сетях должно быть техническое перевооружение и реконструкция действующих электросетевых объектов.

5.1 Развитие сети 220 кВ и выше на территории Ленинградской области в период 2021-2025 годов

Развитие сетей 220 кВ и выше на территории Ленинградской области по базовому варианту принято в соответствии с развитием сетей, предусматриваемым проектом «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы».

В соответствии с проектом «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы» предусматривается:

для обеспечения выдачи мощности блока № 6 Ленинградской АЭС намечается в 2021 году строительство КЛ 330 кВ для присоединения второго АТ 750 кВ Ленинградской АЭС к РУ 330 кВ ПС 750 кВ Копорская (5 км) и ввод КВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС – Копорская (3,6 км) с ТОР сопротивлением 11 Ом с отпайкой на 2 Ом. Также в 2021 году планируется реконструкция ОРУ 750 кВ Ленинградской АЭС с установкой двух реакторов 750 кВ 2х330 Мвар и второго АТ 750/330 кВ мощностью 1251 МВА с реакторами 35 кВ 2х35 МВар в обмотке 35 кВ присоединением к РУ 330 кВ ПС 750 кВ Копорская;

в 2022 году ввод в эксплуатацию ПС 330 кВ Менделеевская, предназначенной для обеспечения электроснабжения потребителей Петродворцового района Санкт-Петербурга и Ломоносовского района Ленинградской области;

в 2023 году ввод в эксплуатацию ПС 330 кВ Нарва с установкой 4хАТ 330/110 кВ мощностью по 400 МВА каждый для обеспечения возможности электроснабжения потребителей в районе Усть-Луга;

в 2023 году предусматривается реконструкция ПС 400 кВ Выборгская с установкой третьего АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА;

для повышения надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области, в 2021 году намечается окончание сооружения ВЛ 330 кВ Тихвин-Литейный – Петрозаводск;

для повышения надежности работы оборудования в 2024 году планируется окончание реконструкции ОРУ 330 кВ Киришской ГРЭС, в части перезавода ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС

– Тихвин-Литейный из ячейки №6 в ячейку №10 с установкой дополнительного выключателя, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения.

Перечень мероприятий 220 кВ и выше согласно проекту «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы» отражен в Приложении Д (таблицы Д.1, Д.2 и Д.3).

Развитие сетей 220 кВ и выше на территории Ленинградской области по региональному варианту включает в себя намечаемые к новому строительству и реконструкции электросетевые объекты базового варианта, а также ряд дополнительных объектов.

Обоснование предложений по сооружению ПС 330 кВ Порт Усть-Луга и ПС 330 кВ Заневская приведено в части 3 книги 1.

Схема электрических соединений сетей 220 кВ и выше на территории Ленинградской области существующих и намечаемых на период до 2025 года для базового варианта приведена на чертеже 2.00.396.002(1), для регионального варианта – на чертеже 2.00.396.002(6).

5.2 Развитие сети 110 кВ Ленинградской области в период 2021-2025 годов по базовому варианту

Формирование перечня электросетевых объектов, намечаемых к новому строительству и реконструкции в период 2021-2025 годов, осуществляется с учетом уровней потребления электроэнергии и мощности на территории Ленинградской области, прогнозируемых для базового варианта (глава 4).

Критериями включения объектов в Схему и программу развития электроэнергетики являются:

- заключенные договоры на технологическое присоединение потребителей;
- наличие актов обследования технического состояния электросетевых объектов;
- согласованные и утвержденные в установленном порядке проектные решения, в том числе схемы внешнего электроснабжения и схемы выдачи мощности, при условии подтверждения сроков реализации мероприятий;
- расчеты электроэнергетических режимов работы сети и токов короткого замыкания.

При определении функциональной значимости предлагаемых к сооружению и реконструкции электросетевых объектов учитываются следующие факторы:

- необходимость присоединения новых потребителей;
- необходимость выполнения требований надежности электроснабжения потребителей;
- техническому переоснащению подлежат объекты, срок эксплуатации которых для ЛЭП составляет 30-50 лет и выше, для силового оборудования (трансформаторы) не менее 30 лет.

В части 2 тома 1 приведены обоснования намечаемых к новому строительству и реконструкции электросетевых объектов, а также перечни вышеназванных объектов с указанием их технических характеристик и капиталовложений.

Карта-схема и схема электрических соединений существующих и намечаемых сетей 110 кВ в период до 2025 года на территории Ленинградской области для базового варианта приведены на чертежах 2.00.396.001 и 2.00.396.002(2-5).

В соответствии с проектными решениями по строительству ПС 110 кВ Куземкино требуется установка АОПО ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга и устройств АЛАР на транзите 110 кВ Нарвская ГЭС (ГЭС-13) – Усть-Луга (ПС 505) – ПС 330 кВ Кингисеппская.

5.3 Развитие сети 110 кВ Ленинградской области в период 2021-2025 годов по региональному варианту

Развитие сетей в региональном варианте, который характеризуется более высоким темпом роста потребления электроэнергии и мощности по сравнению с базовым, включает в себя как намечаемые к сооружению и реконструкции электросетевые объекты для базового варианта, так и дополнительные объекты.

Основной целью регионального варианта является обеспечение технической возможности покрытия перспективных нагрузок в районах их предполагаемого прироста.

В части 3 тома 1 приведены материалы, обосновывающие сооружение и реконструкцию электросетевых объектов, а также перечни вышеназванных объектов с указанием технических характеристик и капиталовложений.

Карта-схема и схема электрических соединений существующих и намечаемых сетей 110 кВ в период до 2025 года на территории Ленинградской области для регионального варианта приведены на чертежах 2.00.396.001 и 2.00.396.002(2-5).

5.4 Сети 35 кВ Ленинградской области в период 2021-2025 годов

Карты-схемы и схемы электрических соединений намечаемой сети 35 кВ по трем частям области приведены на чертежах 2.00.396.001 и 2.00.396.003 (1-3) данного тома.

Перечни ПС и ВЛ 35 кВ, намечаемых к новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению в период до 2025 года для базового и регионального вариантов с оценкой капиталовложений приведены в Приложениях Г.

Обоснование реконструкции ПС 35 кВ, необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки в период до 2025 года для базового варианта приведены в Таблицах Г-9-Г18 Приложения Г.

Северная часть области

Развитие действующей сети 35 кВ на 2025 год в базовом и региональном вариантах непосредственно связано с необходимостью усиления проблемных сетевых узлов путём замены ограничивающих элементов, установки КУ, а также оптимизации сети 35 кВ путем переноса точек деления сети с учетом ввода новых центров питания.

1) В действующей электрической сети 35 кВ ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158), ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) – ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404), ПС 110

кВ Советск (ПС 513) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158) уже при существующих нагрузках 2020 года не обеспечиваются допустимые уровни напряжения на шинах 35 кВ ПС в наиболее тяжелых послеаварийных режимах работы сети при отключении ВЛ 35 кВ от центров питания 110 кВ и резервирование потребителей по связующим ВЛ 35 кВ.

Кроме того, в послеаварийных режимах на ВЛ 35 кВ Гавриловская-4 от ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404), ВЛ 35 кВ Горьковская-2 от ПС 110 кВ Победа (ПС 158) и ВЛ 35 кВ Токаревская от ПС 110 кВ Советск (ПС 513) максимальная токовая нагрузка превышает величину допустимой длительной токовой нагрузки.

В базовом варианте для повышения пропускной способности и обеспечения допустимых уровней напряжения в рассматриваемой сети 35 кВ на уровне 2025 года предусматриваются следующие мероприятия:

- строительство второй ВЛ 35 кВ Советск – Токаревская (9,5 км);
- замена провода ВЛ 35 кВ Гавриловская-4 (5,5 км), замена ТТ и ошиновки в РУ 35 кВ ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404) и ПС 35 кВ Гавриловская;
- замена провода ВЛ 35 кВ Гавриловская-2 (21,65 км), замена ТТ на ПС 35 кВ Бобочинская;
- замена ТТ на ПС Лада в цепи ВЛ 35 кВ Горьковская-2;
- установка на ПС Лада СВ 35 кВ;
- включение ВЛ 35 кВ Бобочинская-1 со стороны ПС 35 кВ Лада;
- установка на ПС 35 кВ Бобочинская БСК 10 кВ мощностью 10,5 Мвар;
- установка на ПС 35 кВ Ермиловская БСК 35 кВ мощностью 17,3 Мвар;
- перенос деления сети 35 кВ с СВ ПС 35 кВ Ермиловская на ПС 35 кВ Высокое (выключатель ВЛ 35 кВ Рябовская-1).

Результаты расчетов послеаварийных режимов работы сети 35 кВ района с учетом вышеперечисленных мероприятий приведены в Приложении У.

Как видно из результатов расчетов, в сети 35 кВ рассматриваемого района обеспечивается допустимая загрузка всех элементов сети и допустимые уровни напряжения.

В региональном варианте для технологического присоединения объекта социального назначения объемом мощности 9,035 МВт на основании заявки №21-05/03-065 и проекта ТУ на ТП предусматривается строительство новой ПС 110 кВ Лада.

Учитывая строительство новой ПС 110 кВ Лада, целесообразно выполнить демонтаж существующей ПС 35 кВ Лада с перезаводом существующих ВЛ 35 кВ Рябовская-1 и ВЛ 35 кВ Бобочинская-1 в РУ 35 кВ новой ПС 110 кВ Лада. Данное мероприятие позволит сократить протяженность и повысить пропускную способность сети 35 кВ ПС 110 кВ Советск (ПС 513) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158), а также частично разгрузить ПС 110 кВ Победа (ПС 158) и ПС 110 кВ Советск (ПС 513) по сети 35 кВ.

После ввода в эксплуатацию ПС 110 кВ Лада существующую ВЛ 35 кВ Горьковская-2, отходящую от РУ 35 кВ ПС 110 кВ Победа (ПС 158), предлагается демонтировать. Деление сети 35 кВ между ПС 110 кВ Победа (ПС 158) и ПС 110 кВ Лада предлагается выполнить на выключателе ВЛ 35 кВ Олбч-1 на ПС 35 кВ Семиозерье. Данные мероприятия в том числе позволят частично разгрузит и разукрупнить существующую сеть 35 кВ ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404) – ПС 110 кВ Победа (ПС 158), и повысит её пропускную способность.

Перезавод ВЛ 35 кВ с ПС 35 кВ Лада на новую ПС 110 кВ Лада обеспечит требуемую пропускную способность рассматриваемой сети 35 кВ, с учетом присоединения нагрузок новых потребителей по договорам и заявкам, и повысит надёжность электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах.

На 2025 год максимальная токовая нагрузка на ВЛ 35 кВ Гавриловская-4 от ПС 110 кВ Лейпясую (ПС 404), ВЛ 35 кВ Горьковская-2 от ПС 110 кВ Победа (ПС 158) и ВЛ 35 кВ Токаревская от ПС 110 кВ Советск (ПС 513) в послеаварийных режимах в региональном варианте развития не превысит допустимый длительный ток для проводов на этих ВЛ.

2) В сети 35 кВ ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) - ПС 35кВ Калининская – ПС 35 кВ Кондратьевская исчерпан запас по пропускной способности сети. При прогнозируемом росте электрических нагрузок на 2025 год в базовом варианте развития уровень напряжения на шинах 35 кВ ПС Кондратьевская ниже допустимого значения.

В базовом варианте на уровне 2025 года для обеспечения допустимого уровня напряжения предполагается установка на ПС 35 кВ Кондратьевская БСК 35 кВ мощностью 17,3 Мвар, а также замена ТТ в цепях ВЛ 35 кВ Калининская на ПС 35 кВ Калининская.

В 2023 году в базовом варианте согласно ТУ на ТП по заявке №21-05/01-028 предполагается строительство ПС 35 кВ Рапаттила для присоединения заявленной мощности в объеме 1,385 МВт, присоединения потребителей льготной категории (согласно договорам на ТП суммарной мощностью более 1,1 МВт), а также перевода нагрузок протяженного фидера 6 кВ № К-31 от ПС 35 кВ Калининская в объеме свыше 1 МВт. Фидер 6 кВ № К-31 является единственной питающей ЛЭП для потребителей мкр. Сайменский г. Выборг. По данным АО «ЛЮЭСК» протяженность фидера К-31 составляет более 15 км по магистрали и порядка 22 км, включая ОВЛ 6 кВ. Количество присоединенных трансформаторных подстанций составляет более 60 штук. Предельное падение напряжения в по фидеру превышает допустимые значения и составляет 13,24%.

Необходимость сооружения ПС 35 кВ Рапаттила также определена в «Схеме перспективного развития электрических сетей напряжением 6-10 кВ МО «Выборгское городское поселение Выборгского района Ленинградской области на период до 2021 года с прогнозом до 2026 года», выполненной ЗАО ГП «Сибгипрокоммунэнерго» в 2019 году.

3) ВЛ 35 кВ Лупполово - Елизаветинская – Лемболово - Гарболовская не имеет достаточного запаса по пропускной способности для присоединения всех новых потребителей по условию обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ в наиболее тяжелых послеаварийных режимах.

Для поддержания допустимых уровней напряжения в базовом варианте в 2025 году на ПС 35 кВ Лемболово предусматривается установить БСК 35 кВ мощностью 17,3 Мвар.

В 2023 году в региональном варианте предусматривается перевод нагрузки ПС 35 кВ Лемболово (ПС 603) по сети 10 кВ на новую ПС 110/10 кВ Лесное, что обеспечит допустимые уровни напряжения на шинах 35 кВ подстанций сети 35 кВ ПС 110 кВ Сертолово (ПС 537) - ПС 110 кВ Лупполово (ПС 365) – ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) с учетом прогнозируемого увеличения расчетных нагрузок в зонах ПС.

В перспективе до 2025 года также планируется подключение строительной площадки суммарной мощностью 2000 кВт согласно имеющимся договорным обязательствам ООО «Северо-западная электросетевая компания» к РТП 35/10 кВ Лесное. РТП 35/10 кВ Лесное с трансформаторами 2х6,3 МВА введено в эксплуатацию в 2020 году с присоединением двумя ЛЭП протяженностью 13,3 км к ПС 35 кВ Орехово-Тяговая.

Западная часть области

1) Пропускная способность действующей ВЛ 35 кВ Кингисепп-город – Алексеевка – Фалилеево – Бегуницы - Волосово ограничена.

Уже при существующих нагрузках ПС 35 кВ, подключенных к этой сети 35 кВ, в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 35 кВ Бегуницкая от ПС Волосово (ПС 189) и питание сети по ВЛ 35 кВ Алексеевская-1 от ПС Кингисепп-город (ПС 243), уровни напряжения на шинах 35 кВ ПС Бегуницы (ПС 7) ниже допустимого значения, что объясняется значительной протяженностью ВЛ 35 кВ (по магистрали 93 км) и наличием на магистрали провода АС 50, сечением ниже нормируемого.

В данной сети 35 кВ в 2025 году в базовом варианте развития, с целью обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ в послеаварийных режимах, при отключении головных участков ВЛ от ЦП, рекомендуется на ВЛ 35 кВ Алексеевская-1 выполнить замену существующего провода АС-120 на АС-150, а на ВЛ 35 кВ Фалилеевская-1 и ВЛ 35 кВ Фалилеевская-2 замену провода АС-50 на АС-150.

При достижении расчетных нагрузок ПС 35 кВ уровня 2025 года в региональном варианте в сети 35 кВ ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379) - ПС 110 кВ Луга (ПС 48) в послеаварийном режиме, при отключении ВЛ 35 кВ Скребловская-1 от ПС 110 кВ Луга (ПС 48) и питании сети по ВЛ 35 кВ Серебрянская-1 от ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379) уровень напряжения на шинах

35 кВ ПС 35 кВ Южная (ПС 36) ниже допустимого значения. Для повышения качества электро-снабжения рекомендуется на ВЛ 35 кВ Серебрянская-1, ВЛ 35 кВ Скребловская-2 и ВЛ 35 кВ Скребловская-3 выполнить замену существующего провода АС 95 на АС 120, что обеспечит уровень напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Южная в пределах допустимого значения.

2) Существующее электроснабжение г. Кингисепп осуществляется по распределительной сети 10 кВ от ПС 110 кВ Кингисепп-город (ПС 243), ПС 35 кВ Кингисеппская (ПС 17) а также от ПС 330 кВ Кингисеппская.

ПС 35/10 кВ Кингисеппская (ПС-17) в настоящее время перегружена и закрыта для технологического присоединения. Установленное оборудование подстанции технически устарело, при включении короткозамыкателя на напряжении 35кВ создается искусственное двухфазное КЗ на «землю», являющееся одним из тяжелых режимов работы сети с изолированной нейтралью. Электроснабжение подстанции по сети 35 кВ осуществляется от ПС 110 кВ Кингисепп-город (ПС 243).

Дальнейшее развитие сетей 35 кВ приведет к загрузке ПС 243 и не будет способствовать созданию возможности для технологического присоединения в зоне действия подстанций.

Наиболее приоритетным вариантом развития сетей города является разукрупнение сетей 35 кВ и перевод подстанции на уровень напряжения 110 кВ с демонтажем существующей подстанции, исключения ее из транзита 35кВ и перезаводкой распределительных сетей 10 кВ на новый центр питания. Наиболее оптимальной схемой присоединения является строительство двух прямых фидерных линий 110 кВ (длиной 7,2 км) от ПС 330 кВ Кингисеппская.

Исходя из вышесказанного, в региональном варианте предусматривается ввод в 2025 году разукрупняющей ПС 110 кВ Кингисепп-2 с демонтажем закрытой для тех. присоединения ПС 35 кВ Кингисеппская (ПС-17).

3) В соответствии с исходными данными ПАО «Россети Ленэнерго» объем свободной для технического присоединения потребителей трансформаторной мощности ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) составляет 0,44 МВА, ПС 35 кВ Вырица (Вц) - 0 МВА. Согласно данным по контрольному замеру декабря 2020 года, токовая нагрузка ПС 35 кВ Вырица (Вц) составила 138%. Согласно приказу Минэнерго №250 от 06.05.2014 допустимая аварийная перегрузка трансформаторов со сроком эксплуатации менее 30 лет составляет 1,35 для ТНВ=+5С°. Таким образом, для обеспечения допустимого значения длительной перегрузки ПС 35 кВ Вырица (Вц) достаточно осуществить перевод нагрузки по распределительной сети 10 кВ на ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) в объеме порядка 0,1-0,15 МВА с учетом имеющейся перспективной нагрузки согласно договорных обязательств.

Помимо этого, по данным АО «ЛЮЭСК», имеются неоднократно поступавшие обращения жителей пгт. Вырица, касающиеся качества поставляемой электрической энергии. Согласно актам проверки качества напряжения, фазное напряжение в РУ-0,4 кВ трансформаторной

подстанции составляло менее 200 В. Также неоднократно отмечались скачки напряжения разных потребителей от 170 В до 260 В. При работе электросети в нормальном режиме на фидерах 322-03, 322-06, 322-08, Вц-3 значения падения напряжения значительно превышают нормируемое значение. При этом, в случае послеаварийного режима (отключение головных участков ЛЭП), расчетное предельное падения напряжения в сети 10 кВ по фидерам АО «ЛОЭСК» достигает значения 34,5%.

Учитывая фактическое наличие двух закрытых центров питания 35 и 110 кВ в районе Вырицкого городского поселения, а также для разукрупнения протяженной сети 10 кВ и возможности присоединения перспективных потребителей, в базовом варианте предусмотрено строительство нового центра питания ПС 35 кВ Вырица (Пролетарская).

Для присоединения к ПС 35 кВ Вырица (Пролетарская) имеется заявка №21-06/16-066 от 29.03.2021 с необходимым объемом мощности 2 МВт, при этом общий объем мощности по заявкам, ориентированным на ПС 35 кВ Вырица (Пролетарская), составляет 4 МВт.

В работе «Анализ предложений ПАО «Ленэнерго» по внесению изменений в Схему и программу развития электроэнергетики Ленинградской области на 2020-2024 годы» рассмотрен альтернативный вариант по строительству РП 10кВ и разукрупнению фидера 322-03, не учитывающий данные по пропускной способности и нагрузкам указанного фидера. Не учтены актуальные данные по технологическому присоединению заявителей, а также мероприятия по разукрупнению фидеров других фидеров, имеющих аналогичные проблемы.

Следует отметить, что строительство нового источника питания увеличит надежность электроснабжения потребителей, путем уменьшения удаленности потребителей от источника питания (перевод части удаленных потребителей с ПС 110 кВ Вырица (ПС 322), ПС 35 кВ Вырица (Вц) и перегруженной ПС 35кВ Вырица (Тяговая-7). Сокращение удаленности фидеров по распределительной сети приведет улучшению параметров качества электроснабжения потребителей (снижению падения напряжения). Потребители ПС 35 кВ Вырица (Вц) будут зарезервированы по сети 10кВ. Данное резервирование в будущем позволит провести реконструкцию устаревшего источника питания без погашения существующих потребителей. Новый источник питания значительно упростит строительство распределительной сети ввиду того, что находится на другом берегу р. Оредеж (в отличии от ПС 110 кВ Вырица (ПС 322), ПС 35 кВ Вырица (Вц)).

На основании комплексного технико-экономического анализа, приоритетным для включения в базовый вариант является строительство ПС 35 кВ Вырица (Пролетарская).

Строительство ПС 35 кВ Вырица (Пролетарская) с трансформатором мощностью 6,3 МВА, присоединяемой ответвлением длиной 0,08 км к ВЛ 35 кВ Вырицкая-3, планируется в 2023 году.

ПС 35 кВ Вырица (Пролетарская) намечается разместить приближенно к центру нагрузок Вырицкого городского поселения, с целью оптимизации действующей сети 10 кВ и возможности присоединения новых потребителей.

4) В базовом варианте для обеспечения допустимых уровней напряжения сети 35 кВ в послеаварийных режимах предусматривается установить БСК 35 кВ мощностью 17,3 Мвар на ПС 35 кВ Гатчина в 2025 году.

Основные мероприятия по переустройству сети 35 кВ в Гатчинском районе намечаются в региональном варианте развития сети 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская - ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344), где предусматривается:

– демонтаж ПС 35 кВ Тайцы (2x10 МВ·А) и перевод нагрузок района подстанции на действующую ПС 110/10 кВ Истинка (ПС 116), что разгрузит данную сеть 35 кВ и увеличит её пропускную способность;

– строительство переемычки между ВЛ 35 кВ Кипенская-1 и ВЛ 35 кВ Пудостьская-2 и отключение ПС 35 кВ Гатчина от ВЛ 35 кВ Гатчинская-5, таким образом, в нормальном режиме работы сети по ВЛ 35 кВ Гатчинская-5 будут питаться ПС 35 кВ Тяговая-4 (Пудость) и ПС 35 кВ Опорная;

– заводка ВЛ 35 кВ Гатчинская-4 на ПС 35 кВ Гатчина для питания ПС 35 кВ Гатчина по двум линиям ВЛ 35 кВ Гатчинская-3 и ВЛ 35 кВ Гатчинская-4 от ПС 330 кВ Гатчинская;

– в РУ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская изменить точки подключения ВЛ 35 кВ Гатчинская-4 и ВЛ 35 кВ Гатчинская-5, переключив их на противоположные секции шин с тем, чтобы ВЛ 35 кВ Гатчинская-3 и ВЛ 35 кВ Гатчинская-4, питающие ПС 35 кВ Гатчина, отходили с разных секций шин 35 кВ в РУ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская.

В региональном варианте для обеспечения двухсторонним питанием ПС 35 кВ Ирмино, в целях повышения надежности электроснабжения потребителей в зоне ПС, предлагается построить вторую ЛЭП 35 кВ от ПС 110 кВ Дамба-3 (ПС 223) до ПС 35 кВ Ирмино протяженностью порядка 8 км.

Восточная часть области

1) В базовом варианте развития в восточной части Ленинградской области предусматривается сооружение новых ПС 35 кВ:

– в 2021 году ПС 35 кВ Тепличный комплекс с установкой двух трансформаторов по 3,2 МВА каждый с подключением по двум новым ВЛ 35 кВ протяженностью по трассе 1,875 км к ПС 35 кВ ПГЛЗ с установкой двух линейных ячеек 35 кВ. Данная ПС 35 кВ предусматривается для обеспечения электроснабжения ООО «Круглый год» заявленной мощностью 3000 кВт (наличие договора ТП №20-056/005-ПС-20 от 22.09.2020г.).

– в 2021 году планируется строительство ПС 35 кВ Аврово с трансформаторами мощностью 2x4 МВ·А, присоединяемой ответвлениями к ВЛ 35 кВ Сясь - Бабино по новой ВЛ 35 кВ протяженностью 19,6 км, проводом АС 120, предназначенной для электроснабжения Ладожского ДСК (наличие договора ТП №17-30974).

2) Электрические расчеты действующей сети 35 кВ показали, что наиболее проблемным местом является ВЛ 35 кВ Мельничный Ручей – Лепсари – Дубровская ТЭЦ.

Уже при существующих нагрузках 2020 года уровни напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ в наиболее тяжелых послеаварийных режимах работы сети при отключении ВЛ 35 кВ Ладожская-3 от Дубровской ТЭЦ и резервировании её по ВЛ 35 кВ Щеглово-2 от ПС 110 кВ Мельничный Ручей (ПС 403) или по ВЛ 35 кВ Ладожская-4 от Дубровской ТЭЦ ниже допустимого значения. В другую сторону, при отключении ВЛ 35 кВ Ладожская-4 от Дубровской ТЭЦ и резервировании сети по ВЛ 35 кВ Ладожская-3, уровни напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ имеют предельные значения, и при незначительном росте нагрузок будут ниже допустимого значения (Приложение Т, листы 6, 12).

Кроме этого, в послеаварийных режимах при взаиморезервировании ВЛ 35 кВ Ладожская-3 и ВЛ 35 кВ Ладожская-4 между собой, максимальная токовая нагрузка на этих ВЛ будет превышать допустимый длительный ток по нагреву провода АС 120.

Необходимо отметить, что кабельные перемычки со стороны обмотки 35 кВ силовых трансформаторов ГТ-3 и ГТ-5 номинальной мощностью 63 МВА на Дубровской ТЭЦ имеют ДДТН=550А, АДТН=620А. При этом, в данном районе продолжают проводиться работы, связанные с увеличением трансформаторной мощности и присоединением новых потребителей, что в дальнейшем может привести к перегреву кабельных перемычек на Дубровской ТЭЦ в послеаварийном режиме отключения одного из силовых трансформаторов. Это в свою очередь может привести к отключению указанных кабельных перемычек и погашению всего энерго-района. В целях исполнения имеющихся договорных обязательств сетевых организаций по технологическому присоединению потребителей, в базовом варианте рекомендуется выполнить замену кабельных перемычек 35 кВ ГТ-3, ГТ-5 Дубровской ТЭЦ с увеличением пропускной способности не менее пропускной способности трансформаторов ГТ-3, ГТ-5, рассчитанной с учетом Требований к перегрузочной способности трансформаторов утвержденных приказом Минэнерго России от 08.02.2019 г. №81.

Также, для обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах на ряде ПС 35 кВ рассматриваемого участка сети 35 кВ предусматривается установить БСК суммарной мощностью 51,9 МВар.

Анализ емкостных токов в сети 35 кВ и рекомендации по установке устройств компенсации емкостного тока

Сеть 35 кВ работают с изолированной нейтралью и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю. Уменьшение токов замыкания на землю с целью предупреждения перехода однофазных замыканий в многофазные, а также для ограничения перенапряжений в сетях при однофазных замыканиях достигается установкой дугогасящих реакторов, а также делением сетей на изолированно работающие части.

Согласно ПУЭ, компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться во всех сетях 35 кВ при значениях этого тока в нормальном режиме более 10 А.

В соответствии с расчетами, предельная суммарная протяженность электрически соединенных ВЛ 35 кВ, при которой емкостной ток замыкания на землю не превышает допустимый, составляет примерно 90 км.

При больших суммарных протяженностях ВЛ 35 кВ в работе предусмотрена компенсация емкостных токов замыкания на землю путем установки на питающих ПС 110/35/10 кВ заземляющих дугогасящих реакторов, которые должны присоединяться к нейтрали обмотки 35 кВ трансформатора через разъединитель.

Перечень ПС, на которых требуется установка заземляющих дугогасящих реакторов, приведен в таблице 5.4.1. В этой же таблице даны рекомендации по количеству и типу устанавливаемых дугогасящих реакторов.

Таблица 5.4.1 - Перечень ПС, на которых требуется установка заземляющих дугогасящих реакторов

Наименование ПС 110/35/10 кВ	Суммарная протяженность электрически связанных ВЛ 35 кВ (КЛ 35 кВ), км	Емкостной ток замыкания на землю в сети 35 кВ, А		Количество и тип устанавливаемых дугогасящих реакторов
		расчетный	предельно допустимый	
ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26)				
шины 35 кВ 1 секция	4,18 (4,18)	17	10	РЗДПОМ-700/35 У1
2 секция	132,76	15,3	10	РЗДПОМ-700/35 У1
ПС 330 кВ Гатчинская				
шины 35 кВ 1 секция	45,34	5,2	10	-
2 секция	108,8	12,5	10	РЗДПОМ-700/35 У1
ПС 110 кВ Кайвакса (ПС 516)				
шины 35 кВ 1 секция	55,7	6,4	10	-
2 секция	99,9	11,5	10	РЗДПОМ-700/35 У1

5.5 Рекомендации по замене ОД и КЗ.

В Ленинградской области на ПС 35 кВ и выше в настоящее время применяется устаревшее коммутационное оборудование, необходимое к замене, а именно отделители и короткозамыкатели (ОД и КЗ). Основными недостатками отделителей и короткозамыкателей являются: отсутствие селективности; большое время срабатывания; снижение надежности при плохих погодных условиях (увеличение числа отказов в осенне-зимний период); повышенный износ электрооборудования линий; создание искусственного КЗ для размыкания цепи. Мероприятия по замене ОД и КЗ на всех ПС 35кВ и выше в Ленинградской области включены в региональный вариант СИПР 2021-2025, для включения в базовый вариант СИПР 2021-2025 требуется определить очередность выполнения мероприятий по замене ОД на выключатели исходя из следующих сценарных условий:

- наличие соответствующих программ по замене ОД и КЗ, согласованных с Системным оператором и органами исполнительной власти, в которых указаны сроки исполнения мероприятий и их финансирование,
- наличие актов расследования аварий, причиной которых явилось неудовлетворительное техническое состояние отделителя или короткозамыкателя;
- наличие актов аварийного состояния оборудования и предписания надзорных органов, в которых указано о дефекте соответствующего оборудования, которое привело к аварии,
- при несоответствии номинальных параметров установленного оборудования нормативным требованиям, в соответствии с расчетами режимов, в тч:

- если на отделителе имеется превышение допустимой амплитуды ударного тока КЗ по РД 153-34.0-20.527-98;

- если динамическая и термическая стойкость короткозамыкателя не соответствует току КЗ;

- материалы, подтверждающие выработанный механический и коммутационный ресурс.

Замена ОД и КЗ на следующих ПС 35кВ и выше, предлагаемых сетевыми организациями для включения в базовый вариант, не были представлены вышеуказанные документы и обоснования: ПС 110 кВ Молосковицы (ПС 376), ПС 110 кВ Белогорка (ПС 259), ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325), ПС 110 кВ Посадников остров (ПС 536), ПС 110 кВ Мгинская (ПС 324), ПС 110 кВ ГИПХ (ПС 51), ПС 110 кВ Новосаратовка (ПС 123), ПС 35 кВ Тельмана (ПС 715), ПС 35 кВ Ладожская насосная(ПС 638), ПС 110кВ Глиноземная (ПС 35), ПС 110кВ ЛКФ (ПС 354), ПС 110 кВ Аннино (ПС 191), ПС 110 кВ Копорье (ПС 203).

5.6 Рекомендации по исполнению мероприятий по программе технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

Не подлежат включению в СИПР следующие мероприятия, которые необходимо выполнить по программе ТОиР:

- модернизация ВЛ в части грозоупорности;
- переустройство ВЛ (устранение негабаритов);
- модернизация ВЛ в части замены фундаментов,
- приведение ширины просек ВЛ в нормативное состояние,

На основании ИТС, определенному на основании методики, утвержденной приказом Минэнерго № 676 от 26.07.2017 определены следующие сценарные условия включения в ТОиР и включения в ТПиР:

- В случае, если ИТС объекта/оборудования более 60 – мероприятие по нему включается ТОиР,
- если ИТС от 50-60, мероприятие реализуется только в случае «морального» износа, который должен быть определен специальной комиссией и подтвержден соответствующим актом осмотра, обследования, дефектной ведомостью, в которых указано неудовлетворительное техническое состояние соответствующего оборудования, а также в случае эксплуатации объекта более 2х нормативных сроков и стоимости ТОиР > 75% ТПиР (ТПиР рассчитывается по УНЦ),
- Объекты с ИТС от 25 до 50 включаются ТПиР только при эксплуатации более 2х нормативных сроков и наличия дефектов на ресурсопределяющих функциональных узлах,
- Объекты с ИТС до 25 включаются в инвест. программу (ТПиР).

Перечень мероприятий, подходящих под сценарные условия ТОиР:

– Реконструкция ВЛ 35 кВ "Ижорская-4" (замена опор и провода ориентировочной протяженностью ВЛ 35 кВ 0,5 км);

– Устранение негабаритов:

ВЛ 110 кВ Балтийская-5;

ВЛ 110 кВ Балтийская-6;

ВЛ 110 кВ Волосовская-3;

ВЛ 110 кВ Волосовская-5;

ВЛ 110 кВ Выборгская-5;

ВЛ 110 кВ Выборгская-6;

ВЛ 110 кВ Колпинская-4;

ВЛ 110 кВ Лужская-5;

ВЛ 110 кВ Неболчская-2;

ВЛ 110 кВ Приозерская-1;

ВЛ 110 кВ Гатчинская – ПИК I цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Гатчинская – ПИК II цепь с отпайками;

ВЛ 110 кВ Тихвинская-9;

ВЛ 110 кВ Форносовская-1;

ВЛ 110 кВ Чудовская-2;

ВЛ 110 кВ Чудовская-4;

ВЛ 110 кВ Рошинская-8;
ВЛ 110 кВ Рошинская-9;
ВЛ 35 кВ Каменногорская-3;
ВЛ 35 кВ Мичуринская-2;
ВЛ 35 кВ Городская-2.

- Реконструкция ПС 35 кВ Ирмино в части комплексной замены ячеек РУ 6,35 кВ (установка ячеек 35 кВ, 8 шт, ячеек РУ 6 кВ, 22 шт.);
- Реконструкция ПС 110 кВ Алеховщинская (ПС 323) в части замены КРУН 10 кВ и демонтаж ПС 35 кВ Алеховщинская (ПС 33);
- Модернизация ПС 35 кВ Алексеевка (ПС 12) в части замены 2-х масляных выключателей 35 кВ на ПС № 12 7 шт.;
- Модернизация ПС 35 кВ № 728 Арбузово в части замены ячеек трансформатора 35 кВ - 2шт, ячеек реактора ДГР 35 кВ - 2 шт., ячеек выключателя КРУ 35 кВ 11 шт., ячеек выключателя ВУ 10 кВ - 5 шт;
- Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Белогорская-2 (ориентировочная протяженность 30,6 км);
- Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Толмачевская-3, Толмачевская-4 (ориентировочная протяженность 71,7 км);
- Реконструкция ВЛ-110кВ "Рошинский транзит" "Рошинская-4/6" протяженностью 12,23 км от оп.46 до оп.98., замена опор 53 шт., замена грозотроса 12,23 км;
- Реконструкция ВЛ 35 кВ "Мгинская-1" И "Шапкинская-3", в части замены опор и провода, ориентировочной протяженностью 1,8 км;
- Реконструкция ВЛ 35 кВ Л-33 от ПС 35 кВ Лодейнопольская (ПС 31) до ПС 35 кВ Алеховщинская (ПС 33) в пролетах опор от № 17 до № 78 длиной 10,3 км в части замены опор и провода с переносом на новую трассу;
- Реконструкция ВЛ 35 кВ Л-36 от ПС 110 кВ Подпорожская (ПС 201) до ПС 35 кВ Андроновская (ПС 36) от опоры № 116 до ПС 35 кВ Андроновская (ПС 36) длиной 24,3 км
- Реконструкция ВЛ 35кВ Палуя в части замены опор, провода и грозотроса (ориентировочно 24км);
- Реконструкция ВЛ 110 кВ "Приозерская-1,2"(замена провода ориентировочной протяженностью ВЛ 110 кВ 1 км и опор) (Модернизация ВЛ 110 кВ "Приозерская-1,2" в части замены провода протяженностью ВЛ 110 кВ 1 км и опор);
- Модернизация ВЛ 110 кВ Сланцевская-2 в части замены грозозащитного троса в количестве 12 км;
- Модернизация ВЛ 110 кВ Сланцевская-5 в части замены грозозащитного троса в количестве 9 км;
- Модернизация ВЛ 35-110кВ в части замены дефектных опор на ж/б опоры ВЛ 110кВ из центрифугированных секционированных стоек от оп 436 до оп 470 (на ВЛ 110 кВ "Нарвская-4);
- Модернизация ВЛ-35 кВ Леболовская-2, Высокая-1 в части установки реклоузера 35 кВ для шунтирования ПС 35/10 кВ № 605 Елизаветинская;
- Реконструкция ВЛ 110 кВ Рошинская- 4/6, ВЛ 110 кВ Рошинская -1/6, в части замены опор ВЛ 110 кВ протяженностью 2,4 км Рошинская- 4/6 (опоры № 224,154,151,137), ВЛ 110 кВ Рошинская -1/6 (опора №135);

- Реконструкция ПС 35 кВ Паша-1 (ПС 21) в части реконструкции РУ 10 кВ в количестве 19 ячеек ;
- Модернизация ПС 35/10 кВ №715 (комплексная замена РУ 10 кВ с установкой ячеек РУ 10 кВ, 22 шт.);
- Модернизация ПС 35 кВ Новинка (ПС-Нов) в части замены выключателей 6- 10кВ 17шт.;
- Модернизация ПС 110 кВ Промзона (ПС-224) в части установки ТТ-110 кВ 2 компл., ТН-110 кВ 2 компл.;
- Модернизация ПС 110 кВ Липки (ПС-349) в части установки ТТ-110 кВ 2 компл.;
- Модернизация ПС 110/35/10кВ № 142 "Батово" в части замены ячеек 10 кВ 11шт.;
- Модернизация ПС 110 кВ Аннино (ПС-191) в части замены КРУН-1,2 секции шин 17 ячеек;
- Модернизация ПС 110 кВ "Рябово" (ПС-484) в части установки ТТ-110 кВ (2 компл.);
- Модернизация ПС 110 кВ "Сквирицы" (ПС-391) в части установки ТТ-110 кВ (2 компл.);
- Модернизация ПС Белогорка (ПС-259) в части установки ТТ-110 кВ 2 компл. (ЛБг-2, ЛТЛм-3);
- Модернизация ПС 110 кВ Встреча (ПС-316) в части установки ТТ-110 кВ (2 компл.);
- Модернизация ПС 110 кВ Войсковицы (ПС-366) в части установки ТТ-110 кВ 2 компл., ТН-110 кВ 2 компл.;
- Модернизация ПС 110 кВ КС-2 (ПС-345) в части установки ТТ-110 кВ 2 компл.;
- Модернизация ПС 110 кВ Вруда (ПС-518) в части установки ТТ-110 кВ 2 компл.;
- Модернизация ПС 110кВ Сланцевский Регенераторный завод (ПС 351) (в части замены ВЧЗ с КРС-1 и ПВЗ-90М и фильтра присоединения ВЛ-110 кВ Сланцевская-1, ВЛ-110 кВ Сланцевская-3, установки оптической дуговой защиты 1С-6кВ, 2С-6кВ);
- Реконструкция ПС 35 кВ Лодейнопольская (ПС 31) в части реконструкция РУ 35кВ, РУ 6 кВ;
- Модернизация ПС-483 в части замены МКП-110 кВ 1шт.;
- Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Лужская-1 - Лужская-2 (ориентировочная протяженность 32,1 км);
- Реконструкция ВЛ-35 кВ "Гранит - 1,2" ПС № 330 - ПС "Гранит" - ПС "Первомайская" (ориентировочная протяженность 23,8 км);
- Реконструкция ВЛ 35 кВ Ломоносовская-2 в части замены провода на участках опор №№40-62, ориентировочной протяженностью 4,16 км;
- Модернизация ВЛ 35 кВ Усть-Лужская-1 в части замены грозозащитного троса в количестве 28 км.

6 Расчеты нормальных, аварийных, летних и зимних режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше. Результаты проверки достаточности предлагаемых электросетевых решений для ликвидации «узких мест» и при необходимости проведение корректировки перечня

Анализ результатов расчётов режимов работы сетей 110 кВ и выше на территории Ленинградской области показал, что предложенных мероприятий по ликвидации «узких мест» достаточно для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей в период до 2025 года.

Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше

Электрические расчёты выполнялись в целях:

- выбора схемы сети и параметров её элементов;
- выбора средств регулирования напряжения, потокораспределения;
- определения необходимой мощности компенсирующих устройств.

Расчёты выполнены, исходя из следующих основных положений:

1 Расчётными режимами для выбора схемы и параметров элементов сети принимались режимы работы в час максимальных нагрузок энергосистемы в течение зимних рабочих суток расчётного года.

2 В качестве послеаварийных режимов рассматривались отключения наиболее загруженных участков основной сети в период максимальных нагрузок энергосистемы.

3 Расчётные реактивные нагрузки на шинах 10(6) -35 кВ подстанций принимались на основе анализа отчётных данных.

4 Работа сетей 110 кВ энергосистемы, в основном, принималась замкнутой.

Расчёты режимов работы сетей 110 кВ и выше на территории Ленинградской области, как для базового варианта, так и для регионального варианта выполнены на каждый год рассматриваемого периода, для зимнего и летнего максимумов нагрузок рабочего дня, а также зимнего минимума нагрузок рабочего дня и летнего минимума выходного дня.

При выполнении расчетов учтено существующее деление сети 110 кВ.

Расчеты режимов работы сетей 110 кВ и выше на территории Ленинградской области выполнены с учетом ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем».

В таблице 6.1 приведены значения температуры наружного воздуха для зимнего и летнего периодов и соответствующие им величины потребления мощности.

Таблица 6.1 - Значения температуры наружного воздуха для зимнего и летнего периодов и соответствующие им величины потребления мощности

t^0	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	
Потребление мощности в зимний режим максимальных нагрузок						
$t_{зим\ 0,92}$	-24,9	3598	3645	3707	4245	4302
$t_{гост}$	5	3257	3300	3356	3843	3895
Потребление мощности в летний режим максимальных нагрузок						
$t_{лет\ 0,98}$	25	2420	2452	2493	2855	2894
$t_{лет\ ср}$	18,1	2379	2410	2451	2807	2845
Потребление мощности в зимний режим минимальных нагрузок						

t^0		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
$t_{зим 0,92}$	-24,9	2666	2701	2747	3146	3188
$t_{гост}$	5	2414	2445	2487	2848	2886
Потребление мощности в летний режим минимальных нагрузок						
$t_{лет 0,98}$	25	1697	1719	1748	2002	2029
$t_{лет ср}$	18,1	1668	1690	1718	1968	1994

Анализ результатов расчётов нормальных режимов показал, что в сетях 110 кВ и выше поддерживаются удовлетворительные уровни напряжения, а нагрузка всех элементов сети находится в допустимых пределах.

При рассмотрении нормативных возмущений как в единичных ремонтных схемах в режимах зимних максимальных нагрузок, так и в двойных ремонтных схемах в режимах летних максимальных нагрузок, были выявлены перегрузки ряда ЛЭП.

В соответствии с ГОСТ для устранения данных перегрузок необходимо применение ПА (АОПО).

Результаты расчётов послеаварийных режимов работы сетей для базового варианта приведены в приложении Р тома 1.2 и таблице 6.2.

Таблица 6.2 Перечень послеаварийных режимов работы сетей на 2021 и 2025 годы и краткое описание результатов. Базовый вариант

Послеаварийные режимы	Краткое описание результатов	Приложение Р
Летний максимум 2021 года		
1. Отключение ВЛ 220 кВ Сясь – Тихвин-Литейный №2 при выведенных в ремонт ВЛ 220 кВ Сясь – Тихвин-Литейный №1 и ВЛ 220 кВ Киришская ГРЭС – Тихвин-Литейный	Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волхов – Мыслинская (ВЛ 110 кВ Мыслинская-5) превышает аварийно допустимую величину, а уровни напряжения в прилегающей к ПС 330 кВ Тихвин-Литейный сети 110 кВ ниже аварийно допустимых значений	Лист 123
Зимний максимум 2025 года		
2. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка КВЛ 110 кВ Восточная – Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6) составит 909 А, что не превышает ДДТН 962 А.	Лист 121
3. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 121
4. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен. При отсутствии экспорта электроэнергии через КВПУ ПС 400 кВ Выборгская при максимальном уровне генерации Блока 1 Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5).	Нагрузка ВЛ 110 кВ Всеволожская-2 составит 613 А, что превышает АДТН 600 А. Необходимо замена токоограничивающей аппаратуры на ВЛ 110 кВ Всеволожская-2 (ТТ 600 А на ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525).	Лист 121
5. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Всеволожская-2 составит 621 А, что превышает АДТН 600	Лист 121
6. Отключение ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 863 А, что превышает АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой).	Лист 121

Послеаварийные режимы	Краткое описание результатов	Приложение Р
7. Отключение ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 862 А, что превышает АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой).	Лист 121
8. Отключение одной ВЛ 110 кВ Ручьи – Гарболовская.	Нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Ручьи – Гарболовская составит 739 А, что не превысит ДДТН 788 А.	Лист 121
9. Отключение двухцепной ВЛ 110 кВ Ручьи - Гарболовская.	Уровни напряжения в сети 110 кВ района снижаются ниже аварийно-допустимой величины. В указанном режиме действует существующая АОСН.	Лист 121
10. Отключение двухцепной ВЛ 110 кВ Ручьи – Гарболовская. Действие существующей АОСН на отключение нагрузки на ПС 110 кВ района в размере 35,4 МВт. При переводе нагрузки, по сети 35 кВ, на ПС 110 кВ Сосновская (ПС-547).	Уровни напряжения на ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) и на ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47) поддерживаются на уровне 91 кВ	Лист 121
11. Отключение одного ГТ Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9). Выдача Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) установленной мощности.	Нагрузка оставшегося в работе АТ – 223 А или 1,48 номинального тока, что превышает допустимую аварийную перегрузку 1,2. В настоящее время в указанной аварийной ситуации оперативный персонал электростанции за время, в течение которого допустима перегрузка, принимает меры по разгрузке оставшегося в работе ГТ. Для предотвращения перегрузки ГТ представляется целесообразным выполнить замену ГТ, что необходимо также для исключения ограничения выдачи мощности станции в единичных ремонтных схемах.	Лист 122
12. Отключение одного ГТ Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12). Выдача Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) установленной мощности.	Нагрузка оставшегося в работе АТ – 323 А или 1,28 номинального тока, что превышает допустимую аварийную перегрузку 1,2. В настоящее время в указанной аварийной ситуации оперативный персонал электростанции за время, в течение которого допустима перегрузка, принимает меры по разгрузке оставшегося в работе ГТ. Для предотвращения перегрузки ГТ представляется целесообразным выполнить замену ГТ, что необходимо также для исключения ограничения выдачи мощности станции в единичных ремонтных схемах.	Лист 122
13. Отключение ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1). При отключении МШВ на ПС 110 кВ Металлострой (ПС 27). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 122
14. Отключение ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1). При отключении МШВ на ПС 110 кВ Металлострой (ПС 27). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 122
15. Отключение двухцепного участка ВЛ 110 кВ Порт-1/2 и последующее замыкание СВ-110 на ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) и ПС 110 кВ Вистино (ПС 292).	Нагрузка ВЛ 110 кВ База отдыха – Сосновый бор 2 (Копорская-2) составит 266А соответственно, что превышает АДТН 200А. Окончательные технические решения требуемые для включения нагрузки ПС 110 кВ ГПП-3 БХК должны быть определены на этапе разработки проектной документации.	Лист 122
16. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная – Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) при ремон-	Нагрузки ВЛ 110 кВ Всеволожская-3 и ВЛ 110 кВ Кудровская-3 составят 754 А и 707 А соответственно, что превышает их ДДТН и	Лист 121

Послеаварийные режимы	Краткое описание результатов	Приложение Р
те КВЛ 110 кВ Восточная – Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	АДТН 600 А. Для устранения перегрузки ВЛ рекомендуется установка АОПО на ВЛ 110 кВ Всеволожская-3 на ПС 110 кВ Новоржевская.	
17. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная – Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6)) при ремонте ВЛ 110 кВ Колпинская-1 (ВЛ 110 кВ Колпинская-3). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 1061 А, что превышает ДДТН и АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой). Нагрузка ВЛ 110 кВ Всеволожская-2 составит 630 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 121
18. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная – Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) при отключении ВЛ 110 кВ Новоржевская – Заневский Пост-II (ВЛ 110 кВ Всеволожская-3). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка КВЛ 110 кВ Янинская-6 и ВЛ 110 кВ Всеволожская-5 составят 1050 А и 1015 А соответственно, что превышает их АДТН 1000 А, нагрузка ВЛ 110 кВ Всеволожская-1 составит 729 А, что превышает АДТН 600 А	Лист 121
19. Отключение КВЛ 110 кВ Кудровская-1 при отключении КВЛ 110 кВ Янинская-6. СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен. Перевод нагрузки Т1 на Т2 ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92).	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1,3) каждой составит 741 А, что превышает ДДТН и АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой). Нагрузка ВЛ 110 кВ Славянская-2 составит 645 А, ВЛ 110 кВ Дубровская-3 650 А, что превышает АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой)	Лист 121
20. Отключение ВЛ 110 кВ Волховская-1(2). Выдача установленной мощности Волховской ГЭС (ГЭС-6).	Нагрузка ВЛ 110 кВ Волховская-2(1) составит 384 А, что превышает АДТН 350 А. Необходимо замена токоограничивающей аппаратуры на ВЛ 110 кВ Волховская-2(1) (разъединитель 350 А на Волховской ГЭС (ГЭС 6).	Лист 127
21. Отключение ВЛ 110 кВ Апраксинская-1 при отсутствии генерации Волховской ГЭС (ГЭС-6).	Нагрузка ВЛ 110 кВ Волховская-3 составит 397 А, что превышает АДТН 350 А. Необходимо замена токоограничивающей аппаратуры на ВЛ 110 кВ Волховская-3 (разъединитель 350 А на Волховской ГЭС (ГЭС 6).	Лист 127
Летний максимум 2025 года		
22. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте. СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 738 А, что превышает АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой).	Лист 126
23. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте. СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 722 А, что превышает АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой).	Лист 126
24. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте. СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 643 А, что превышает АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой).	Лист 126
25. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте. СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 615 А, что превышает АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой).	Лист 126
26. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) в	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 126

Послеаварийные режимы	Краткое описание результатов	Приложение Р
ремонте. СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.		
27. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) в ремонте. СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 126
28. Отключение ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1. Выдача Нарвской ГЭС (ГЭС-13) установленной мощности. СВ на ПС 110 кВ Усть-Луга включен. Существующий раздел сети 110 кВ между ПС 110 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) и шинами 110 кВ ПС 330 кВ Кингисеппская.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 124
29. Отключение ВЛ 110 кВ Нарвская-2. Выдача Нарвской ГЭС (ГЭС-13) установленной мощности. СВ на ПС 110 кВ Усть-Луга включен. Существующий раздел сети 110 кВ между ПС 110 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) и шинами 110 кВ ПС 330 кВ Кингисеппская.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 124
30. Отключение ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1, в ремонте ВЛ 110 кВ Нарвская-4. Выдача Нарвской ГЭС (ГЭС-13) установленной мощности. СВ на ПС 110 кВ Усть-Луга включен. Существующий раздел сети 110 кВ между ПС 110 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) и шинами 110 кВ ПС 330 кВ Кингисеппская.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Нарвская-11 составит 497 А, что превысит АДТН 482 А. Необходима установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Нарвская-11 с действием на ОГ Нарвской ГЭС (ГЭС-13), технические требования к которой выданы Ленинградским РДУ в адрес ПАО «Россети Ленэнерго» и ПАО «ТГК-1».	Лист 124
31. Отключение ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1, в ремонте ВЛ 110 кВ Нарвская-4. Участие Нарвской ГЭС (ГЭС-13) составит 100,8 МВт. СВ на ПС 110 кВ Усть-Луга включен. Существующий раздел сети 110 кВ между ПС 110 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) и шинами 110 кВ ПС 330 кВ Кингисеппская.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 124
32. Отключение ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1. Выдача Нарвской ГЭС (ГЭС-13) установленной мощности. СВ на ПС 110 кВ Усть-Луга отключен. Замкнут раздел сети 110 кВ между ПС 110 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) и шинами 110 кВ ПС 330 кВ Кингисеппская.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС - Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) составит 471 А, что превышает ДДТН 392 А.	Лист 124
33. Отключение ВЛ 110 кВ Нарвская-2. Выдача Нарвской ГЭС (ГЭС-13) установленной мощности. СВ на ПС 110 кВ Усть-Луга отключен. Замкнут раздел сети 110 кВ между ПС 110 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) и шинами 110 кВ ПС 330 кВ Кингисеппская.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 124
34. Отключение ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1, в ремонте ВЛ 110 кВ Нарвская-4. Выдача Нарвской ГЭС (ГЭС-13) установленной мощности. СВ на ПС 110 кВ Усть-Луга отключен. Замкнут раздел сети 110 кВ между ПС 110 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) и шинами 110 кВ ПС 330 кВ Кингисеппская.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС - Фосфорит-1 (ВЛ 110 кВ Нарвская-2) составит 494 А, что превышает АДТН 482 А.	Лист 124
35. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте. СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 125
36. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте. При отключении МШВ на ПС	Нагрузка КВЛ 110 кВ Янинская-6 составит 679 А, что превышает ДДТН 627 А.	Лист 125

Послеаварийные режимы	Краткое описание результатов	Приложение Р
110 кВ Металлострой (ПС 27). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.		
37. Отключение ВЛ 330 кВ Северо-Западная ТЭЦ – Зеленогорск при ремонте ВЛ 330 кВ Каменногорская – Зеленогорск.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 125
38. Отключена КВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС - Выборг-районная с отпайкой на ПС Лужайка (КВЛ 110 кВ Выборгская-1) при выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС (ГЭС-11) – ПГВ-1 (ВЛ 110 кВ Вуоксинская-3)	Нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Северная-6 составит 426 А, что превышает ДДТН 392 А.	Лист 125
39. Отключение ВЛ 110 кВ Колпинская-1 (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) при ремонте КВЛ 110 кВ Восточная – Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) и КВЛ 110 кВ Восточная – Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 748 А, что превышает АДТН 600 А (без учета выполнения реконструкции ПС 110 кВ Металлострой)	Лист 126
Летний минимум 2025 года		
40. Отключение ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Пупышево (ВЛ 110 кВ Волховская-1) при ремонте ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Волховстрой (ВЛ 110 кВ Волховская-2). Выдача установленной мощности Волховской ГЭС (ГЭС-6).	Нагрузка ВЛ 110 кВ Волховская-3 составит 382 А, что превышает АДТН 350 А. Необходимо замена токоограничивающей аппаратуры на ВЛ 110 кВ Волховская-3 (разъединитель 350 А на Волховской ГЭС (ГЭС 6).	Лист 127
41. Отключение ВЛ 110 кВ Волховская-1(2) при ремонте ВЛ 110 кВ Волховская-3. Выдача установленной мощности Волховской ГЭС (ГЭС-6).	Нагрузка ВЛ 110 кВ Волховская-2(1) составит 376 А, что превышает АДТН 350 А. Необходимо замена токоограничивающей аппаратуры на ВЛ 110 кВ Волховская-2(1) (разъединитель 350 А на Волховской ГЭС (ГЭС 6).	Лист 127

1) На уровне 2025 года с учетом выполненной в 2020 году перефиксации ВЛ 110 кВ Всеволожская-3 на ПС 110 кВ Новоржевская (ПС 46) в послеаварийном режиме отключения КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) токовая нагрузка оставшейся в работе КВЛ 110 кВ Восточная – Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6) составит 909 А, что не превышает длительно допустимую токовую нагрузку 962 А (при температуре -24,9°С).

2) В послеаварийных режимах при отключении одной из ЛЭП 110 кВ в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при отключенном СВ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий не выявлено превышение расчетными токовыми нагрузками длительно допустимых токовых нагрузок за исключением ВЛ 110 кВ Всеволожская-2 и ВЛ 110 кВ Колпинская-1,3.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Всеволожская-2 наблюдается при рассмотрении нормативного возмущения, связанного с отключением КВЛ 110 кВ Янинская-6, при отключенном СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) при отсутствии экспорта электроэнергии через КВПУ ПС 400 кВ Выборгская при максимальном уровне генерации Блока 1 Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5), и составляет 613 А, что превышает АДТН равный 600 А. Согласно п.6 ГОСТ Р 58670-2019 рекомендуется выполнить реконструкцию с заменой ограни-

чивающего элемента ВЛ 110 кВ Всеволожская-2, а именно ТТ на ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) с номинальным током 600 А.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Колпинская-1,3 предусмотрена «Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2020 – 2024 годы». По результатам расчетов выявлены превышения расчетной токовой нагрузки над ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Колпинская-1,3 без учета изменения пропускной способности ВЛ 110 кВ Колпинская-1,3 после выполнения реконструкции.

При рассмотрении в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 нормативных возмущений из единичных ремонтных схем в режимах зимних максимальных нагрузок выявилось, что как при отключенном СВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92), так и при включенном СВ имеет место перегрузка ЛЭП свыше АДТН, что предполагает применение ПА. В режимах летних максимальных нагрузок при нормативных возмущениях из двойных ремонтных схемах перегрузка ЛЭП при включенном СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) не выявлена (за исключением ВЛ 110 кВ Колпинская-1,3).

Таким образом, включение СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) приведет к необходимости реконструкции ЛЭП 110 кВ транзита ПС 110 кВ Новоржевская (ПС 46) – ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) – ПС 110 кВ Манушкино-Разметелево (ПС 244). Поэтому предлагается сохранить нормально отключенное положение СВ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92).

Для сохранения в работе транзита 110 кВ ПС 330 кВ Восточная – ПС 110 кВ Манушкино-Разметелево – при аварийном отключении КВЛ 110 кВ Кудровская-1 предусматривается установить на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) выключатель в цепи КВЛ 110 кВ Кудровская-1 или поменять местами фиксацию присоединений КВЛ 110 кВ Кудровская-1 и ВЛ 110 кВ Всеволожская-2 на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92).

«Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2021-2025 годы» предусматривается выполнение реконструкций ПС 110 кВ Металлострой (ПС 27) в 2022 году.

3) В расчётах принята замкнутая работа сети 110 кВ ПС 330 кВ Западная – ПС 110 кВ ЮЗОС (ПС 535) без применения мероприятий по ограничению токов к.з. на ПС 110 кВ, так как согласно «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2021-2025 годы» предусматривается замена выключателей 110 кВ на ПС ЮЗОС (ПС 535) в 2022 году и на ПС Ломоносовская (ПС 39) – в 2022 году.

4) Результаты расчетов режимов работы сетей района ПС 330 кВ Кингисеппская – Нарвская ГЭС (ГЭС-13) при выдаче установленной мощности Нарвской ГЭС (ГЭС-13) при замыкании транзита 110 кВ ПС 110 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) – ПС 330 кВ Кингисеппская в летний максимум 2024 год приведены в приложении Р, лист 124, таблице 6.2.

Как видно из результатов расчета, в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС – Нарвская ГЭС (ВЛ 110 кВ Фосфоритская-1) при ремонте ВЛ 110 кВ Нарвская-4 токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга (ВЛ 110 кВ Нарвская-11) превышает величину длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузки.

Поэтому на Нарвской ГЭС (ГЭС-13) на ВЛ 110 кВ Нарвская-11 предусматривается установка АОПО с действием на отключение генераторов Нарвской ГЭС (ГЭС-13). Следует отметить, что в настоящее время филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ в адрес ПАО «Россети Ленэнерго» и ПАО «ТГК-1» выданы технические требования на установку устройств АЛАР на транзите Нарвская ГЭС (ГЭС-13) – ПС 110 кВ Порт (ПС 549) и на реализацию устройства АОПО ВЛ 110 кВ Нарвская-11.

5) Результаты расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Сясь – Тихвин-Литейный №2 при выведенных в ремонт ВЛ 220 кВ Сясь – Тихвин-Литейный №1 и ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Тихвин-Литейный приведены в приложении Р лист 123.

Как видно из результатов расчета, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волхов – Мыслинская (ВЛ 110 кВ Мыслинская-5) превышает аварийно допустимую величину.

Для обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ потребуется ограничение потребления района в объеме не менее 19 МВт.

Поэтому настоящей работой на ПС 330 кВ Тихвин-Литейный предусматривается установка устройства АОПО.

6) Результаты расчетов режимов работы сетей района Волховской ГЭС (ГЭС-6) в период зимних и летних нагрузок 2025 года приведены в приложении Р, лист 127, таблице 6.2.

Выдача мощности Волховской ГЭС (ГЭС-6) происходит по трем транзитным ВЛ 110 кВ Волховская-1,2,3. Наиболее показательными периодами с точки зрения потребления мощности района Волховской ГЭС (ГЭС-6) являются режим зимних максимальных нагрузок при $t = -24,9^{\circ}\text{C}$ (максимальное потребление) и летних минимальных нагрузок при $t = +18,1^{\circ}\text{C}$ (минимальное потребление). В зимний период превышение АДТН ВЛ 110 кВ Волховская-1(2) наблюдается при нормативном возмущении в нормальной схеме в следствие выдачи всей установленной мощности станции по данной ЛЭП, а также дополнительного транзитного перетока со стороны Киришской ГРЭС. Превышение АДТН ВЛ 110 кВ Волховская-3 происходит вследствие транзитного перетока со стороны Киришской ГРЭС при отсутствии генерации Волховской ГЭС (ГЭС-6). В летний период превышение АДТН ВЛ 110 кВ Волховская-1,2,3 наблюдается при нормативном возмущении в ремонтной схеме в следствие выдачи всей мощности станции по одной из отходящих ЛЭП 110 кВ.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Пупышево (ВЛ 110 кВ Волховская-1) в период зимних максимальных нагрузок при $t = -24,9^{\circ}\text{C}$ при выдаче установленной мощности Волховской ГЭС (ГЭС-6) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волховская

ГЭС – Волховстрой (ВЛ 110 кВ Волховская-2) превышает величину длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузки.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Мга – Назия (ВЛ 110 кВ Апраксинская-1) в период зимних максимальных нагрузок при $t = -24,9^{\circ}\text{C}$ при отсутствии генерации Волховской ГЭС (ГЭС-6) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Валим (ВЛ 110 кВ Волховская-3) превышает величину длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузки.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Пупышево (ВЛ 110 кВ Волховская-1) в период летних минимальных нагрузок при $t = +18,1^{\circ}\text{C}$ при выдаче установленной мощности Волховской ГЭС (ГЭС-6) и выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Волховстрой (ВЛ 110 кВ Волховская-2) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Валим (ВЛ 110 кВ Волховская-3) превышает величину длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузки.

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Пупышево (ВЛ 110 кВ Волховская-1) в период летних минимальных нагрузок при $t = +18,1^{\circ}\text{C}$ при выдаче установленной мощности Волховской ГЭС (ГЭС-6) и выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Валим (ВЛ 110 кВ Волховская-3) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС – Волховстрой (ВЛ 110 кВ Волховская-2) превышает величину длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузки.

Согласно п.6 ГОСТ Р 58670-2019 рекомендуется выполнить реконструкцию с заменой ограничивающих элементов ВЛ 110 кВ Волховская-1,2,3, а именно разъединителей на присоединений 110 кВ на Волховской ГЭС (ГЭС-6) с номинальным током 350 А.

Результаты расчётов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 110 кВ и выше на территории Ленинградской области для регионального варианта приведены в приложении С тома 1.2 (часть 2).

Как видно из результатов расчётов нормальных режимов работы, в сетях поддерживаются удовлетворительные уровни напряжения, а загрузка всех элементов сети находится в допустимых пределах.

Перечень расчётов наиболее тяжелых послеаварийных режимов работы сетей на территории области для регионального варианта и краткое описание их результатов приведены в таблице 6.3.

Анализ результатов расчётов послеаварийных режимов работы сети 110 кВ на территории области показал, что мероприятия, рекомендуемые для устранения «узких мест» в сети достаточны.

Таблица 6.3. Перечень послеаварийных режимов работы сетей на 2025 годы и краткое описание их результатов. Региональный вариант

Послеаварийные режимы	Краткое описание результатов	Приложение С
Зимний максимум 2025 года		
1. Отключение двухцепного участка ВЛ 110 кВ Всеволожская-1 и ВЛ 110 кВ Всеволожская-5. (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка каждой ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1 и ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 610 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 62
2. Отключение ВЛ 110 кВ Восточная – Восточная-коммунальная (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Всеволожская-1 составит 635 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 62
3. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Загрузка ВЛ 110 кВ района и уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах.	Лист 62
4. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6) (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Восточная-коммунальная – Ильинка (ВЛ 110 кВ Всеволожская-2) составит 613А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 62
5. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6) (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Восточная-коммунальная – Ильинка (ВЛ 110 кВ Всеволожская-2) составит 635 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 62
6. Отключение ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 904 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 62
7. Отключение ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 904 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 62
8. Отключение одного АТ 330/110 кВ на ПС Выборгская (при температуре -24,9°С, без установки АТ-3))	Нагрузка оставшегося в работе АТ – 362 А или 1,65 номинального тока, что превышает допустимую аварийную перегрузку 1,3.	Лист 61
9. Отключение одного АТ 330/110 кВ на ПС Каменногорская	Нагрузка оставшегося в работе АТ – 197 А что не превышает номинального тока	Лист 61
10. Отключение ВЛ 110 кВ Ручьи – Гарболовская.	Нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ на участке от ПС 110 кВ Ручьи до отпайки на ПС 110 кВ ГИПХ составит 775 А, что не превышает длительно ДДТН этого участка 1000 А.	Лист 61
11. Отключение ВЛ 110 кВ Гарболовская – Новожилово	Нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ не превышает длительно ДДТН 600 А.	Лист 61
12. Отключение двухцепного участка ВЛ 110 кВ Порт-1/2 и последующее замыкание СВ-110 на ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) и ПС 110 кВ Вистино (ПС 292). Выдача ВЭС Вистино установленной мощности.	Нагрузка ВЛ 110 кВ База отдыха – Сосновый бор 2 (Копорская-2) составит 92 А соответственно, что не превышает ДДТН 200А.	Лист 63
13. Отключение двухцепного участка ВЛ 110 кВ Порт-1/2 и последующее замыкание СВ-110 на ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505) и ПС 110 кВ Вистино (ПС 292). Без учета работы ВЭС Вистино.	Нагрузка ВЛ 110 кВ База отдыха – Сосновый бор 2 (Копорская-2) составит 295 А соответственно, что превышает АДТН 200А. Рекомендуется применение ПА или замена провода	Лист 63
14. Отключение одного АТ на ПС 330 кВ Зеленогорск	Нагрузка оставшегося в работе АТ – 367 А или 1,05 номинального тока, что не превышает допустимую аварийную перегрузку 1,3.	Лист 61
15. Отключение ВЛ 330 кВ Северо-Западная ТЭЦ – Зеленогорск	Нагрузка ВЛ 110 кВ Ручьи – Лупполово (701 А) превышает АДТН. Для устранения перегрузки применяется	Лист 61

Послеаварийные режимы	Краткое описание результатов	Приложение С
	существующая ПА	
16. Отключение ВЛ 220 кВ Тихвин-Литейный - Пикалевская	Нагрузка ВЛ 110 кВ Бокситогорская - Пикалевская с учетом замены провода находится в допустимых пределах	Лист 63
Летний максимум 2025 года		
17. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 800 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 64
18. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 782 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 64
19. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 706 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 64
20. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1). ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1) в ремонте (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 673 А, что превышает АДТН 600 А.	Лист 64
21. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) в ремонте (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) отключен.	Нагрузка каждой ВЛ 110 кВ Колпино - Металлострой (ВЛ 110 кВ Колпинская-1 и ВЛ 110 кВ Колпинская-3) составит 536 А, что не превышает АДТН 600 А.	Лист 64
22. Отключение КВЛ 110 кВ Восточная - Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6). КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) в ремонте (без сооружения ПС 330 кВ Заневская). СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) включен.	Нагрузка ВЛ 110 кВ Новоржевская – Заневский Пост II (ВЛ 110 кВ Всеволожская-3) составит 533 А, что превышает АДТН 520 А.	Лист 64
23. Отключена КВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС - Выборг-районная с отпайкой на ПС Лужайка (КВЛ 110 кВ Выборгская-1) при выведенной в ремонт ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС (ГЭС-11) – ПГВ-1 (ВЛ 110 кВ Вуоксинская-3)	Нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Северная-6 составит 457 А, что превышает длительно АДТН 392 А.	Лист 65
24. Отключен один АТ 330/110 кВ на ПС Выборгская, второй АТ – выведен в ремонт	Нагрузка оставшегося в работе АТ – 279 А или 1,26 номинального тока, что не превышает допустимую аварийную перегрузку 1,3.	Лист 65
25. Отключена ВЛ 110 кВ Каменногорская – Лосиная тяг., ВЛ 110 кВ Каменногорская – Земляничная тяг. в ремонте	Нагрузка всех элементов сети района находится в допустимых пределах.	Лист 65
26. Отключена ВЛ 330 кВ Зеленогорск – Каменногорская, ВЛ 330 кВ Выборгская – Каменногорская в ремонте	Нагрузка всех элементов сети района находится в допустимых пределах	Лист 65

Послеаварийные режимы	Краткое описание результатов	Приложение С
27. Отключена одна ВЛ 330 кВ Восточная – Выборгская, ВЛ 330 кВ Северо-Западная ТЭЦ – Зеленогорск в ремонте	Нагрузка всех элементов сети района находится в допустимых пределах	Лист 65
28. Отключена одна ВЛ 330 кВ Восточная – Выборгская, ВЛ 330 кВ Зеленогорск – Каменногорская в ремонте	Нагрузка всех элементов сети района находится в допустимых пределах	Лист 65

Анализ результатов расчетов режимов работы сетей района ПС 330 кВ Восточная – Дубровская ТЭЦ – ПС 330 кВ Колпино выполнялся без учета изменения пропускной способности ВЛ 110 кВ Колпинская-1,3 после выполнения реконструкции.

Результаты расчетов послеаварийных режимов работы сетей района ПС 330 кВ Восточная – ПС 110 кВ Манушкино-Разметелево показывают, что для приведения параметров режимов к допустимым величинам потребуется сооружение ПС 330 кВ Заневская. Обоснование сооружения ПС 330 кВ Заневская приведено в томе 1.1 часть 3.

Потоки мощности и уровни напряжения в сети 35 кВ

Электрические расчеты сети 35 кВ выполнены для проверки пропускной способности сети при существующих нагрузках 2020 года и соответствия ожидаемым нагрузкам на 2025 год, принятые для базового и регионального вариантов развития сети.

Расчетные схемы электрической сети 35 кВ составлены на основе схем существующей сети и рекомендаций настоящей работы по реконструкции и развитию сети на перспективу.

Расчеты выполнены для нормального и наиболее тяжелых послеаварийных режимов работы сети 35 кВ (отключение головных участков ЛЭП 35 кВ от ЦП).

Электрические расчеты выполнены, исходя из необходимости иметь напряжение на шинах 35 кВ ПС 35/10(6) кВ в нормальном максимальном режиме работы сети не менее 31,5 кВ, а в послеаварийных не менее 30 кВ. Уровень напряжения на перспективу на шинах 35 кВ ПС 110/35/10(6) кВ (центров питания для сети 35 кВ) принят 36,8 кВ.

При выполнении электрических расчетов в послеаварийных режимах (ПАР) работы сети 35 кВ нагрузки взаиморезервируемых линий принимались в размере 100 % расчетных нагрузок нормального режима.

Электрические расчеты сети 35 кВ показали, что уже при нагрузках 2020 года в действующей сети имеются проблемные зоны с уровнями напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ ниже допустимого значения.

Электрические расчеты показали, что при осуществлении рекомендуемых объемов строительства и реконструкции в базовом и региональном вариантах развития, сеть 35 кВ будет обладать достаточной пропускной способностью как в нормальном, так и в послеаварийных режимах по уровню напряжен ия на шинах 35 кВ ПС 35 кВ и по длительно допустимой мощности на ВЛ 35 кВ.

Потокораспределение мощности в нормальном и послеаварийных режимах работы сети и уровни напряжения на шинах 35 кВ ПС в зимний и летний максимумы электрических нагрузок приведены:

на 2020 год – в приложении Т;

на 2025 год для базового варианта - в приложении У, для регионального варианта – в приложении Ф.

7 Расчеты токов к.з. распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ленинградской области для двух вариантов развития

В соответствии с Техническим заданием расчеты токов к.з. должны быть выполнены «на год разработки программы и на рассматриваемую перспективу (в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетнего периода)».

Поскольку в течение рассматриваемого периода значительного изменения режимно-балансовой ситуации на территории Ленинградской области не предполагается, представляется достаточным выполнение расчетов токов к.з. на конечный год периода.

Расчеты токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на уровень 2025 года выполнены с целью выбора вновь устанавливаемого оборудования распределительных устройств 110 кВ и выше и оценки ориентировочного объема аппаратуры с несоответствующей отключающей способностью для двух вариантов.

Расчётные схемы замещения составлены на основании намечаемых в настоящей работе схем сетей 110 кВ и выше на уровень 2025 года для базового и регионального вариантов.

Расчеты токов короткого замыкания выполнены с учетом существующих разделов сети 110 кВ на территории Ленинградской области.

При выполнении расчетов учтены мероприятия по ограничению токов короткого замыкания в сети 110 кВ на территории Санкт-Петербурга.

В 2022 году намечается ввод в эксплуатацию ПС 330/110 кВ Менделеевская. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ломоносовского района Ленинградской области транзит 110 кВ ПС 330 кВ Западная – ПС 110 кВ ЮЗОС (ПС 535) – ПС 330 кВ Менделеевская в нормальном режиме должен быть замкнут. Это приведет к увеличению уровня токов к.з. в сети 110 кВ района.

Расчетные токи трехфазного и однофазного к.з. на шинах 110 кВ ПС Ломоносовская (ПС 39) составят 22,3 и 18,4 кА соответственно, что превысит отключающую способность выключателей (20 кА), установленных на ПС в настоящее время.

В соответствии со «Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2021-2025 годы» в 2022 году на ПС 110 кВ Ломоносовская (ПС 39) предусматривается замена выключателей.

В настоящее время токи трехфазного и однофазного к.з. на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Ручьи составляют 40,1 кА и 42,8 кА соответственно, что превышает отключающую способность выключателей 40 кА, установленных на присоединениях КЛ 110 кВ Ручьи – НПС Сестрорецк (К-152, К-153).

В 2020 году в соответствии с Программой технического перевооружения и реконструкции в качестве мероприятий по приведению отключающей способности выключателей 330 кВ токам к.з. введены в работу токоограничивающие реакторы в 330 кВ сопротивлением 6 Ом в РУ 330 кВ Киришской ГРЭС.

Наибольшие значения токов к.з. на территории Ленинградской области на уровне 2024 года в базовом варианте составят в сетях:

750 кВ – 17,7 кА (на шинах 750 кВ ПС 750 кВ Ленинградская);

330 кВ – 54,3 кА (на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Восточная);

220 кВ – 32,1 кА (на шинах 220 кВ ПС 330 кВ Восточная);

110 кВ – 44 кА (на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Ручьи).

Наименьшие значения токов к.з. в сетях:

330 кВ – 8,3 кА (на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Лужская)

220 кВ – 4,5 кА (на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Паша тяг.).

Наименьшие токи к.з. имеют место на подстанциях 110 кВ в Лодейнопольских электрических сетях (1-3 кА).

Результаты расчётов токов трехфазного и однофазного к.з. в сетях 35 кВ и выше на территории Ленинградской области на 2021 год, а также на уровень 2025 года для базового и регионального вариантов приведены в приложении П тома 1.2 (часть 1).

В таблице 7.1 приведены рекомендации по приведению в соответствие токов к.з. и отключающей способности выключателей для базового и регионального вариантов.

Таблица 7.1 – Перечень подстанций и электростанций, величина токов к.з. на шинах которых превысит отключающую способность установленных на них выключателей

Наименование ПС и станций	Ток отключения установленных выключателей, кА	Расчетный ток к.з.		Мероприятия по приведению отключающей способности выключателей в соответствие токам к.з.	Намечаемый срок
		Ток трёхфазного к.з., кА	Ток однофазного к.з., кА		
1 ПС 220 Ручьи (шины 110 кВ)	50; 40	39,9/39,5	44,1/43,9	Замена выключателей ($I_{откл}=50\text{кА}$)	2021
2 ПС 110 кВ Манушкино-Разметелево (ПС 244)	20; 25	19,4/23,2	16,6/18,0	Замена выключателей ($I_{откл}=31,5\text{кА}$)	2024

Примечание: В знаменателе указаны расчетные токи к.з. для регионального варианта

Суммарный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Ленинградская картонная фабрика (ПС 354) составляет 20,3 кА при отключающей способности установленных выключателей в 20 кА. С целью определения количества выключателей, которые необходимо заменить, был проведен анализ результатов расчета токов короткого замыкания при КЗ за выключателями всех присоединений РУ 110 кВ. Анализ показал, что значение тока 20,3 кА наблюдается только на присоединении силового трансформатора Т-2. При этом, на данном присоединении отсутствует выключатель, установлен ОД и КЗ. Ток короткого замыкания за выключателем силового трансформатора Т-1 составит 19,8 кА. Ток короткого замыкания

за выключателями прочих присоединений не превысит 17 кА. Таким образом, установленные на ПС 110 кВ Ленинградская картонная фабрика (ПС 354) выключатели 110 кВ удовлетворяют перспективным значениям токов короткого замыкания.

8 Анализ баланса реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 35 кВ и выше. Разработка рекомендаций по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности

Целью анализа баланса реактивной мощности является оценка возможности регулирования уровней напряжений на подстанциях, определение объемов дополнительных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) и мест их установки. В таблице 8.1 для режимов зимних максимальных и летних минимальных нагрузок представлены балансы реактивной мощности по территории Ленинградской области на 2021 и 2025 годы.

По приведенным балансам реактивной мощности следует отметить, что ЛЭП 110 кВ и выше на территории Ленинградской области недогружены (генерация зарядной мощности больше потерь на передачу), и поэтому являются источником избыточной реактивной мощности. Однако с учетом реактивной нагрузки потребителей и регулировочного диапазона генерирующего оборудования энергосистема может быть сбалансирована по реактивной мощности.

Таблица 8.1 – Баланс реактивной мощности, Мвар

Наименование	2021 год		2025 год (базовый вариант)		2025 год (региональный вариант)	
	зимний максимум	летний минимум	зимний максимум	летний минимум	зимний максимум	летний минимум
Потребность						
1 Нагрузка потребителей, включая нагрузку СН электростанций	1781.2	830.1	2143.9	992.0	2841.5	1410.6
2 Потери в сетях 110-330 кВ	1613.8	572.7	1643.5	610.7	2104.9	816.9
3 Потребление ШПР	943.2	1770.4	269.7	1730.4	476.0	1117.4
4 Выдача (+), получение (-) в (из) энергосистему	-145.8	-34.7	175.0	-238.0	-539.6	-69.8
Итого потребность	4192.4	3138.5	4232.1	3095.1	4882.8	3275.1
Покрытие						
1 Участие генераторов электростанций	1696.8	379.7	1633.3	262.5	1936.3	438.4
2 Зарядная мощность линий электропередачи	2773.6	2819.2	2796.4	2838.9	2822.0	2904.6
Итого покрытие	4470.4	3198.9	4429.7	3101.4	4758.3	3343.0
Избыток(+), дефицит (-)	+278.0	+60.4	+197.6	+6.3	-124.5	+67.9

В таблице 8.2 приведен перечень шунтирующих реакторов, предусматриваемых к установке для компенсации избыточной зарядной мощности существующих и намечаемых к сооружению ВЛ 750 и 330 кВ как на территории Ленинградской области, так и межсистемных.

Таблица 8.2 – Перечень ШПР, намечаемых к установке на подстанциях Ленинградской области

Наименование подстанции	Мощность и место установки компенсирующего устройства	Год ввода
ПС 750 кВ Ленинградская	ШПР 750 кВ 330 Мвар на ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская	Поставлен под напряжение
	ШПР 750 кВ 330 Мвар в РУ 750 кВ ПС Ленинградская	
ПС 330 кВ Тихвин-Литейный	ШПР 330 кВ 100 Мвар на ВЛ 330 кВ Тихвин-Литейный - Петрозаводск	2021
Ленинградская АЭС	ШПР 750 кВ 330 Мвар в РУ 750 кВ Ленинградской АЭС ШПР 35 кВ 2х35 Мвар в обмотке 35 кВ АТ 750/330 кВ	2021

9 Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 330 кВ и ниже и оценка капитальных затрат на реализацию предложений по повышению надёжности электроснабжения потребителей

В приложениях Ж, И, К, Л, приводится перечень намечаемых к строительству, реконструкции и техперевооружению линий электропередачи и подстанций 110 кВ и выше с указанием ориентировочных капиталовложений в прогнозных ценах на период 2021-2025 годов.

Расчет ориентировочных капиталовложений в прогнозных ценах выполнен в следующей последовательности и с использованием следующих документов:

1. Расчёт стоимости электросетевых объектов с использованием укрупненных нормативов цены в ценах базового года на 01.01.2018 выполняется на основании приказа Министерства энергетики РФ №10 от 17 января 2019 года «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»;

2. Пересчет капитальных вложений в электросетевые объекты в базовых ценах в текущие цены на 4 квартал 2020 года осуществляется с использованием отношения прогнозного индекса изменения сметной стоимости прочих работ и затрат для отрасли народного хозяйства «Электроэнергетика» в соответствии с письмом Минстроя России № 45484-ИФ/09 от 12.11.2020 к прогнозному индексу изменения сметной стоимости прочих работ и затрат к уровню цен по состоянию на 1 квартал 2018 года для отрасли народного хозяйства «Электроэнергетика» в соответствии с письмом Минстроя России № 13606-ХМ/09 от 04.04.2018;

3. Принятые стоимости электросетевых объектов подлежат уточнению при конкретном проектировании.

В таблице 9.1 представлены намечаемые объёмы электросетевого строительства, реконструкции и техперевооружения и ориентировочные капиталовложения в период 2021-2025 годов для базового и регионального вариантов.

Таблица 9.1 – Намечаемые объёмы электросетевого строительства, реконструкции и техпервооружения и ориентировочные капиталовложения в период 2021-2025 годов

Наименование		Базовый Вариант		Региональный вариант	
		Объёмы электросетевого строительства 2021-2025 гг.	Капиталовложения, млн. руб. в текущих ценах 2021-2025 гг.	Объёмы электросетевого строительства 2021-2025 гг.	Капиталовложения, млн. руб. в текущих ценах 2021-2025 гг.
Новое строительство	Линии электропередачи, км				
	220-330 кВ	368,74	6333,89	163,00	3225,33
	110 кВ	195,786	4963,96	268,976	3520,39
	35 кВ	18,555	178,785	13,08	114,6
	Количество подстанций и мощность трансформаторов, шт/МВ*А				
	220-330 кВ	2/2000	8413,58	2/2000	6903,28
	110 кВ	10/1043	5224,86	7/761	3240,24
	35 кВ	4/24,7	574,16		
Реконструкция и техпервооружение	Линии электропередачи, км				
	110 кВ	30,7	311,55	87,76	1817,95
	35 кВ	81,35	852,61	191,49	1815,84
	Количество подстанций и, шт/МВ*А				
	220-330 кВ	3/125	1274,3	3/-	184,9
	110 кВ	13/247	1515,99	77/131	5957,71
	35 кВ	28/173,7	1649,26	33/118	1701,88
Итого			31292,95		28482,12

Суммарные капиталовложения в развитие электрических сетей за период 2021-2025 годы определились в текущих ценах:

для базового варианта– 35-110 кВ – 15271,18 млн. руб., 220 кВ и выше – 16021,77 млн. руб.;

для регионального варианта – 35-110 кВ – 18168,61 млн. руб., 220 кВ и выше – 10313,51 млн. руб.

Намечаемые объёмы электросетевого строительства, реконструкции и техпервооружения и ориентировочные капиталовложения с разбивкой по годам для базового варианта представлены в таблицы 9.2, для регионального варианта - в таблице 9.3.

Таблица 9.2. Намечаемые объёмы электросетевого строительства, реконструкции и тех-
переворужения и ориентировочные капиталовложения с разбивкой по годам.

Базовый вариант

Наименование		Количество подстанций и мощность трансформаторов, шт./МВ·А, протяженность ЛЭП, км					Капиталовложения, млн. руб.				
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
		Реконструкция и тех- ревооружение	220-330 кВ								
ПС	1/-			2/125			58,3		1216		
ВЛ (КЛ)											
110 кВ											
ПС	2/-		5/41	3/-	2/206	1/-	123,2	663,92	422,32	277,62	28,93
ВЛ (КЛ)	15,1		15,6				83,61	227,94			
35 кВ											
ПС	5/76		5/44,5	3/38,9		15/14,3	363,05	410,99	376,73		498,5
ВЛ (КЛ)				54,2	27,15				632,38	220,23	
Новое строительство	220-330 кВ										
	ПС		1/400	1/1600				4113,58	4300		
	ВЛ (КЛ)	288,6	19,14	61			5512,33		821,56		
	110 кВ										
	ПС	1/160	3/206	4/471	2/206		619,72	862,08	2430,63	1312,43	
	ВЛ (КЛ)	15,506	25	52,28	103		603,91	348,98	1402,08	2614,69	
	35 кВ										
	ПС	2/14,4		2/10,3			320,3		253,86		
ВЛ (КЛ)	8,875		0,18		9,5	99,31				79,475	
Итого						7783,73	6621,79	11223,18	4837,12	827,135	
в т.ч. новое строительство						7155,57	5318,94	9208,13	3927,12	79,475	

Таблица 9.3. Намечаемые объёмы электросетевого строительства, реконструкции и тех-
ревооружения и ориентировочные капиталовложения с разбивкой по годам.

Региональный вариант

Наименование		Количество подстанций и мощность трансформаторов, шт./МВ·А, протяженность ЛЭП, км					Капиталовложения, млн. руб.				
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
		Реконструкция и тех- переворужение	220-330 кВ								
ПС				2/-		1/-			80,3		104,6
ВЛ (КЛ)											
110 кВ											
ПС	7/-		6/-	12/5	19/126	33/-	335,7	447,25	925,77	2332,57	1916,42
ВЛ (КЛ)	31		1,6	33,8	20,5	0,86	413,3	16,79	317,33	1063,38	7,15
35 кВ											
ПС	1/50		5/4	23/64	3/-	1/-	114,37	466,5	745,86	330,04	45,11
ВЛ (КЛ)	3,4	12,32	97,41	54,56	23,8	39,38	108,22	939,36	591,36	137,52	
Новое строительство	220-330 кВ										
	ПС				1/400	1/1600				2150	4753,28
	ВЛ (КЛ)				10	153				178,6	3046,73
	110 кВ										
	ПС		1/20	2/205	1/126	3/410		698,72	833,8	371,44	1336,28
	ВЛ (КЛ)	26,2	3,716	51,7	115,96	71,4	244,14	159	903,32	1499,8	714,13
	35 кВ										
	ПС										
ВЛ (КЛ)		0,08	8		5		0,92	74,27		39,41	
Итого						1146,89	1897,4	4820,012	8517,19	12100,63	
в т.ч. новое строительство						244,14	858,64	1811,39	4199,84	9889,83	

9.1 Оценка финансовой обеспеченности мероприятий

Сопоставление капиталовложений, определенных на основании Укрупненных стоимостных показателей, в электросетевое строительство, предусмотренное «Схемой и программой...» по базовому варианту, с капитальными затратами, заложенными в инвестиционные программы сетевых компаний, показало финансовую обеспеченность намеченных мероприятий для повышения надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области.

9.2 Ранжирование сетевых объектов 110 кВ и выше по срокам и очередности их ввода

Ранжирование сетевых объектов 110 кВ и выше выполнено по срокам и очередности их ввода, исходя из оценки темпов роста нагрузок на территории Ленинградской области и показателей надёжности энергоснабжения потребителей и приведено для базового и регионального вариантов в таблицах 9.2.1 и 9.2.2 соответственно.

Таблица 9.2.1 - Перечень электросетевых объектов по очередности их ввода для базового варианта

Номер очередности	Наименования	Намечаемый год ввода
1.	ПС 110 кВ Бугры (Новая-4)	2021
2.	ПС 110 кВ Аммиачная	2022
3.	ПС 110 кВ ГПП-3 БХК	2022
4.	РП 110 кВ	2022
5.	ПС 330 кВ Менделеевская	2022
6.	Заходы ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Менделеевская	2022
7.	ПС 330 кВ Нарва	2023
8.	ПС 110 кВ Ковалевская	2023
9.	ПС 110 кВ Императорская	2023
10.	ПС 110 кВ Лесное	2023
11.	ПС 110 кВ Приморский УПК	2023
12.	ПС 110 кВ 335А	2023
13.	ПС 110 кВ Новосаратовка-2	2024

Таблица 9.2.2 - Перечень электросетевых объектов по очередности их ввода для регионального варианта

Номер очередности	Наименования	Намечаемый год ввода
1.	ПС 110 кВ Бугры (Новая-4)	2021
2.	ПС 110 кВ Аммиачная	2022
3.	ПС 110 кВ ГПП-3 БХК	2022
4.	РП 110 кВ	2022
5.	ПС 330 кВ Менделеевская	2022
6.	Заходы ВЛ 110 кВ на ПС 330 кВ Менделеевская	2022
7.	ПС 110 кВ Порошкино	2022
8.	ПС 330 кВ Нарва	2023
9.	ПС 110 кВ Ковалевская	2023
10.	ПС 110 кВ Императорская	2023
11.	ПС 110 кВ Лесное	2023
12.	РУ 110 кВ ВЭС Свирица	2023
13.	ПС 110 кВ Приморский УПК	2023
14.	РУ 110 кВ ВЭС Вистино	2023
15.	ПС 110 кВ 335А	2023

Номер очередности	Наименования	Намечаемый год ввода
16.	ПС 110 кВ Новосаратовка-2	2024
17.	ПС 330 кВ Заневская	2024
18.	ПС 110 кВ Метаноловская	2024
19.	ПС 110кВ Лада	2025
20.	ПС 110 кВ Кингисепп-2	2025
21.	РУ 110 кВ ВЭС Копорье	2025
22.	ПС 330 кВ Порт Усть-Луга	2025

9.3 Оценка плановых значений показателей надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Ленинградской области

В соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Минэнерго России от 29 ноября 2016 г. № 1256 (далее – Методические указания), показателями надежности являются:

– для территориальных сетевых организаций, долгосрочный период регулирования которых начался до 2018 года, – показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (P_n);

– для территориальных сетевых организаций, долгосрочный период регулирования которых начался с 2018 года и позднее, – показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saidi}) и показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saidi}).

Методическими указаниями предусмотрен следующий порядок расчета указанных показателей. Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (P_{Π}) определяется по формуле:

$$P_{\Pi} = \frac{T_{\Pi P}}{N_{\Pi P}}, \quad (9.3.1)$$

где $T_{\Pi P}$ – фактическая суммарная продолжительность всех прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг сетевой организации за расчетный период регулирования, час; $N_{\Pi P}$ – максимальное за расчетный период регулирования число точек присоединения потребителей услуг сетевой организации к электрической сети сетевой организации, шт.

Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (P_{saidi}) определяется по формуле:

$$\Pi_{saidi} = \frac{\sum_{j=1}^J T_j \cdot N_j}{N_t}, \quad (9.3.2)$$

где T_j – продолжительность j -го прекращения передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в рамках технологического нарушения, час; N_j – количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошло j -ое прекращение передачи электрической энергии, в рамках технологического нарушения, шт.; N_t – максимальное за год число точек поставки потребителей услуг сетевой организации за t -й расчетный период регулирования, шт.; J – количество прекращений передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации t -м расчетном периоде регулирования, шт.

Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (Π_{saifi}) определяется по формуле:

$$\Pi_{saifi} = \frac{\sum_{j=1}^J N_j}{N_t}, \quad (9.3.3)$$

В качестве основных источников информации по показателям надежности сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Ленинградской области, использовалась информация, предоставленная ПАО «Россети Ленэнерго» и АО «ЛОЭСК».

Плановые значения показателей надежности оказываемых услуг ПАО «Россети Ленэнерго» до 2020 года утверждены для Ленинградской области приказом комитета по тарифам и ценовой политике Правительства Ленинградской области от 27 декабря 2017 г. № 658-п.

Плановые значения показателей надежности оказываемых услуг АО «ЛОЭСК» до 2019 года утверждены распоряжением комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 30 декабря 2014 г. № 217-р.

В таблице 9.3.1 представлены утвержденные плановые показатели уровня надежности реализуемых товаров (услуг) для ПАО «Россети Ленэнерго» и АО «ЛОЭСК» на 2016-2020 годы на территории Ленинградской области.

Таблица 9.3.1 – Утвержденные плановые значения показателей уровня надежности реализуемых товаров (услуг) для ПАО «Россети Ленэнерго» и АО «ЛОЭСК» на период 2016-2020 годов

Наименование сетевой организации	Год	Уровень надежности реализуемых товаров (услуг) (Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии ($П_{II}$))
ПАО «Россети Ленэнерго»	2016	0,0188
	2017	0,0185
	2018	0,0182
	2019	0,0179
	2020	0,0177
АО «ЛОЭСК»	2016	0,0202
	2017	0,0199
	2018	0,0196
	2019	0,0193

Оценка плановых значений показателей уровня надежности реализуемых товаров (услуг) на период 2021-2025 годов в части показателей средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки на территории Ленинградской области выполнена в соответствии с требованиями Методических указаний.

Оценка плановых значений показателей надежности оказываемых услуг по передаче электрической энергии ПАО «Россети Ленэнерго» и АО «ЛОЭСК» на период 2021-2025 годов представлены в таблице 9.3.2.

Таблица 9.3.2 – Оценка плановых значений показателей надежности оказываемых услуг по передаче электрической энергии ПАО «Россети Ленэнерго» и АО «ЛОЭСК» на период 2021-2025 годов

Наименование сетевой организации	Год	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, ед.
ПАО «Россети Ленэнерго»	2021	1,2243	0,6375
	2022	1,2060	0,6279
	2023	1,1879	0,6185
	2024	1,1700	0,6092
	2025	1,1525	0,6001
АО «ЛОЭСК»	2021	3,0193	1,1115
	2022	2,9740	1,0948
	2023	2,9294	1,0784
	2024	2,8855	1,0622
	2025	2,8423	1,0462

В таблице 9.3.3 представлены фактические значения показателей надежности оказываемых услуг по передаче электрической энергии: показатели средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки для ПАО «Россети Ленэнерго» и АО «ЛОЭСК» за период 2016-2020 годов на территории Ленинградской области.

В таблице 9.3.3 также рассмотрена динамика других показателей, которые могут характеризовать надежность электроснабжения потребителей на территории Ленинградской области: коэффициент аварийности в электрических сетях, коэффициент потерь электроэнергии в сетях.

Таблица 9.3.3 – Фактические значения показателей надежности оказываемых услуг по передаче электрической энергии на территории Ленинградской области за период 2016-2020 годов

Наименование показателя		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Коэффициент аварийности, ед./1000 у.е.		13,71	14,26	9,86	10,22	8,19
Полезный отпуск из сети, млн кВт·ч		10 509,98	10 760,58	11 044,58	11 499,72	11 780,74
Потери электроэнергии в сети, млн кВт·ч		1 930,55	1 915,87	1 920,43	1 941,33	1 947,69
Коэффициент потерь электроэнергии в сети, %		18,37	17,80	17,39	16,88	16,53
Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час	ПАО «Россети Ленэнерго»	2,4301	0,5229	1,1397	1,1580	1,1213
	АО «ЛОЭСК»	0,9800	2,3200	2,9100	4,1100	2,6400
Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, ед.	ПАО «Россети Ленэнерго»	0,6969	0,1644	0,6127	0,6331	0,5824
	АО «ЛОЭСК»	0,4600	0,9100	1,1200	1,4100	0,9300

Из таблицы 9.3.3 видно, что рассматриваемые показатели надежности в целом демонстрируют положительную динамику изменения за период 2015–2019 годов.

К основным причинам технологических нарушений электроснабжения потребителей на сетевых объектах напряжением 220 кВ и 110 кВ можно отнести следующие:

- воздействие сторонних лиц;
- износ оборудования;
- дефект монтажа;
- дефект изготовления, конструкции, проекта.

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше Ленинградской области, разработанные в настоящей Схеме, могут оказывать воздействие в основном на снижение аварийности из-за износа оборудования из всего спектра причин технологических нарушений электроснабжения потребителей.

Уменьшение количества технологических нарушений электроснабжения потребителей по причине износа и перегрузки оборудования, окажет положительное влияние на динамику улучшения показателей надежности и качества электроснабжения и снижение величины недоотпуска электроэнергии.

Выводы

1. Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области выполнена на расчётный период 2021-2025 годов. При выполнении работы рассмотрен прогноз спроса на электрическую энергию и мощность Ленинградской области для двух вариантов:

- подготовленный Филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ в соответствии с вариантом электропотребления энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, разработанным АО «СО ЕЭС» (базовый вариант);
- определенный на основании информации о крупных инвестиционных проектах и индустриальных парках и данных сетевых компаний о заключённых договорах, заявках на технологическое присоединение потребителей (региональный).

Приняты следующие значения потребления электроэнергии и мощности по территории Ленинградской области:

	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Базовый вариант					
Электропотребление, млрд. кВт·ч	21,97	22,317	22,604	24,491	26,271
Максимум потребления мощности, МВт	3510	3556	3616	4141	4197
Региональный вариант					
Электропотребление, млрд. кВт·ч	22,067	22,904	24,061	26,851	35,290
Максимум потребления мощности, МВт	3524	3667	3854	4568	5641

2. В работе приняты следующие изменения установленной мощности на Ленинградской атомной электростанции:

Вывод из эксплуатации энергоблока №2 на Ленинградской АЭС – 2020 год;

3. В базовом варианте в соответствии с проектом «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы» для развития электросетевого комплекса предусматривается сооружение ПС 330 кВ Менделеевская (2022 год) и ПС 330 кВ Нарва (2023 год).

В период до 2025 года в базовом варианте предусматривается ввод 9 подстанций 110 кВ и одного РП 110 кВ. Сроки ввода ПС 110 кВ поименно приведены в приложении И тома 1.1 часть 2.

Перечень ПС 110 кВ, намечаемых к новому строительству в период до 2025 года
Базовый вариант

Наименование ПС	Количество и мощность тр-ров		Год ввода в эксплуатацию	Обоснование необходимости строительства
	Кол-во, шт.	S, МВ·А		
ПС 110 кВ Приморский УПК	2	125	2023	Для электроснабжения Приморского универсально-перегрузочного комплекса. Нагрузка Приморского УПК составит порядка 140 МВт
ПС 110 кВ Бугры (Новая-4)	2	80	2021	Для резервирования нагрузок существующих потребителей и обеспечения электроснабжения новых жилых комплексов.
ПС 110 кВ Аммиачная	2	63	2022	Для обеспечения электроснабжения производства аммиака и карбомида ООО "ЕвроХим Северо-Запад-2" мощностью 55 МВт.
ПС 110 кВ 335А	2	63	2023	Для обеспечения электроснабжения индустриального парка «Кола» и других промышленных и жилых объ-

Наименование ПС	Количество и мощность тр-ров		Год ввода в эксплуатацию	Обоснование необходимости строительства
	Кол-во, шт.	S, МВ·А		
				ектов. Для технологического присоединения к ПС 110 кВ 335А заключено договоров мощностью 56,5 МВт
ПС 110 кВ Ковалевская	2	63	2023	Для обеспечения электроснабжения многоэтажной жилой и общественно-деловой застройки ООО УК "Фондовый дом". Для присоединения к ПС 110 кВ Ковалевская согласованные Системным оператором ТУ на ТП мощностью 44 МВт.
ПС 110 кВ Лесное	1	63	2023	Для обеспечения электроснабжения промышленного комплекса по производству металлоконструкций ООО "Титан". Ожидаемая нагрузка комплекса составит 49 МВт. Согласованные Системным оператором ТУ на ТП
ПС 110 кВ Новосаратовка-2	2	40	2024	Для обеспечения жилой застройки в Свердловском городском поселении ООО "Перспектива-девелопмент". Планируемая перспективная нагрузка составит 30,5 МВт. Согласованные Системным оператором ТУ на ТП
ПС 110 кВ Императорская	2	16	2023	Для присоединения объектов проекта «Императорское кольцо» заявленной мощностью 12,35 МВт. Согласованные Системным оператором ТУ на ТП
ПС 110 кВ ГПП-3 БХК	2	40	2022	Для обеспечения электроснабжения Газохимического комплекса ООО "Балтийский Химический Комплекс" Ожидаемая нагрузка комплекса составит 40 МВт
РП 110 кВ	-	-	2022	Для присоединения ПС 110 кВ ГПП-3 БХК

Также в базовом варианте предусматривается реконструкция четырех ПС 110 кВ с увеличением трансформаторной мощности.

Перечень ПС 110 кВ, намечаемых к реконструкции с увеличением трансформаторной мощности в период до 2025 года. Базовый вариант

Наименование ПС	Тип Т, АТ, кВ	Мощность, МВ·А	Кол-во и мощность тр-ров после реконструкции шт x МВА	Год ввода в эксплуатацию	Обоснование работ по переустройству
ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595)	110/10	2x25	2x40	2024	Замена перегруженных трансформаторов. Максимальная заявленная мощность по договорам на ТП – 39,7 МВт
ПС 110 кВ Олтон–плюс (ПС 137)	110/10	2x40	2x63	2024	Замена перегруженных трансформаторов. Максимальная заявленная мощность по договорам на ТП – 71,1 МВт
ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	110/35/10	1x10	16	2022	Замена перегруженных трансформаторов. Максимальная заявленная мощность по договорам на ТП – 9,67 МВт
ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525)	110/10	2x40 25 (ММПС)	1x25 (демонтаж ММПС)	2022	Максимальная заявленная мощность по договорам на ТП – 43,07 МВт

В региональном варианте предусматривается:

сооружение ПС 330 кВ Менделеевская (2022 год);

сооружение ПС 330 кВ Нарва (2023 год);

сооружение ПС 330 кВ Заневская (2024 год);

сооружение ПС 330 кВ Порт Усть-Луга (2025 год).

В период до 2025 года в региональном варианте предусматривается ввод трех подстанций 110 кВ. Сроки ввода ПС 110 кВ поименно приведены в приложении Л тома 1.1 часть 3.

4. Для обеспечения присоединения к сети 110 кВ намечаемой к сооружению ПС 330 кВ Менделеевская предусматривается сооружение заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая с отпайками и ВЛ 110 кВ Встреча – Мартышкино (заходы учитываются в СиПР ЛО 2021-2025), а также ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец и ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик (заходы учтены в СиПР СПб 2021-2025) (базовый и региональный вариант).

5. В 2025 году в региональном варианте для технологического присоединения объекта социального назначения объемом мощности 9,035 МВт на основании заявки №21-05/03-065 и проекта ТУ на ТП предусматривается строительство новой ПС 110 кВ Лада.

6. В базовом варианте для обеспечения электроснабжения УПК «Приморский» предполагается увеличение трансформаторной мощности на ПС 400 кВ Выборгская (установка АТ-3 согласно проекту «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы»).

7. Для обеспечения возможности электроснабжения потребителей в районе Усть-Луга, в настоящей работе в базовом варианте развития в 2023 году к энергосистеме Ленинградской области присоединена ПС 330 кВ Нарва, согласно проекту «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы».

ПС 330 кВ Нарва предполагается присоединить заходами ВЛ 330 кВ Копорская - Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва с образованием ВЛ 330 кВ Кингисеппская - Нарва №1 и ВЛ 330 кВ Копорская - Нарва №1, а также ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва №2 (чертеж 2.00.396.002 Лист 1, Лист 5, Лист 6).

8. Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и усиления сети 110 кВ предусматривается сооружение ПС 330 кВ Заневская с заходами ВЛ 110 кВ в 2024 году в региональном варианте.

9. В региональном варианте в настоящей работе отражено строительство ПС 330 кВ Порт Усть-Луга, которая предназначена для электроснабжения логистического комплекса и металлургического завода ООО «НКТ». Год завершения строительства ПС 330 кВ Порт Усть-Луга учтен в 2025 году.

10. На уровне 2025 года с учетом выполненной в 2020 году перефиксации ВЛ 110 кВ Всеволожская-3 на ПС 110 кВ Новоржевская (ПС 46) в послеаварийном режиме отключения КВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-Коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово (КВЛ 110 кВ Кудровская-1) токовая нагрузка оставшейся в работе КВЛ 110 кВ Восточная – Янино (КВЛ 110 кВ Янинская-6) не превышает длительно допустимую токовую нагрузку.

В послеаварийных режимах при отключении одной из ЛЭП 110 кВ в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при отключенном СВ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий не выявлено превышение расчетными токовыми нагрузками длительно допустимых токовых нагрузок за исключением ВЛ 110 кВ Всеволожская-2 и ВЛ 110 кВ Колпинская-1,3.

Согласно п.6 ГОСТ Р 58670-2019 рекомендуется выполнить реконструкцию с заменой ограничивающего элемента ВЛ 110 кВ Всеволожская-2, а именно ТТ на ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525) с номинальным током 600 А.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Колпинская-1,3 предусмотрена «Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Санкт-Петербурга на 2020 – 2024 годы».

Включение СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) приведет к необходимости реконструкции ЛЭП 110 кВ транзита ПС 110 кВ Новоржевская (ПС 46) – ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92) – ПС 110 кВ Манушкино-Разметелево (ПС 244). Поэтому предлагается сохранить нормально отключенное положение СВ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная-коммунальная (ПС 92).

11. Для устранения токовой перегрузки ВЛ 110 кВ в 2021 году предусматривается установка АОПО на ПС 330 кВ Тихвин-Литейный (базовый вариант).

12. В 2023 году предусматривается установка АОПО и устройств АЛАР на транзите Нарвская ГЭС (ГЭС-13) – ПС 110 кВ Усть-Луга – ПС 330 кВ Кингисеппская (базовый вариант).

13. При нормативном возмущении в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок, а также при нормативном возмущении в единичной ремонтной схеме в период летних минимальных нагрузок наблюдается превышение токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Волховская-1, ВЛ 110 кВ Волховская-2, ВЛ 110 кВ Волховская-3 значений АДТН.

Согласно п.6 ГОСТ Р 58670-2019 рекомендуется выполнить реконструкцию с заменой ограничивающих элементов ВЛ 110 кВ Волховская-1,2,3, а именно разъединителей на присоединений 110 кВ на Волховской ГЭС (ГЭС-6) с номинальным током 350 А.

14. В настоящей работе приведены рекомендации по приведению в соответствие токов к.з. и отключающей способности выключателей для базового и регионального вариантов.

Перечень подстанций и электростанций, величина токов к.з. на шинах которых превысит отключающую способность установленных на них выключателей

Наименование ПС и станций	Ток отключения установленных выключателей, кА	Расчетный ток к.з.		Мероприятия по приведению отключающей способности выключателей в соответствие токам к.з.	Намечаемый срок
		Ток трёх-фазного к.з., кА	Ток одно-фазного к.з., кА		
1 ПС 220 Ручьи (шины 110 кВ)	50; 40	39,9/39,5	44,1/43,9	Замена выключателей (I _{откл} =50кА)	2021
2 ПС 110 кВ Манушкино-Разметелево (ПС 244)	20; 25	19,4/23,2	16,6/18,0	Замена выключателей (I _{откл} =31,5кА)	2024

Примечание: В знаменателе указаны расчетные токи к.з. для регионального варианта

Суммарный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Ленинградская картонная фабрика (ПС 354) составляет 20,3 кА при отключающей способности установленных выключателей в 20 кА. С целью опеределения количества выключателей, которые необходимо заменить, был проведен анализ результатов расчета токов короткого замыкания при КЗ за выключателями всех присоединений РУ 110 кВ. Анализ показал, что значение тока 20,3 кА наблюдается только на присоединении силового трансформатора Т-2. При этом, на данном присоединении отсутствует выключатель, установлен ОД и КЗ. Ток короткого замыкания за выключателем силового трансформатора Т-1 составит 19,8 кА. Ток короткого замыкания за выключателями прочих присоединений не превысит 17 кА. Таким образом, установленные на ПС 110 кВ Ленинградская картонная фабрика (ПС 354) выключатели 110 кВ удовлетворяют перспективным значениям токов короткого замыкания.

15. В ближайшей перспективе основным направлением инвестиционной политики в сетях должно быть техническое перевооружение и реконструкция действующих электросетевых объектов. В настоящей работе рассмотрены технические решения по реконструкции ПС 35 кВ и выше с заменой отделителей и короткозамыкателей на выключатели, которые включались в базовый вариант на основе следующих критериев:

- наличие актов аварийного состояния оборудования и предписания надзорных органов;
- при несоответствии номинальных параметров установленного оборудования нормативным требованиям, в соответствии с расчетами режимов, в тч:

- если на отделителе имеется превышение допустимой амплитуды ударного тока КЗ по РД 153-34.0-20.527-98;

- если динамическая и термическая стойкость короткозамыкателя не соответствует току КЗ.

16. Для предотвращения перегрузки ГТ 220/110 кВ на Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) и Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) представляется целесообразным выполнить замену ГТ.

17. На период 2021-2025 годов «Схемой и программой...» намечен следующий объём электросетевого строительства:

Намечаемые объёмы электросетевого строительства, реконструкции и техперевооружения и ориентировочные капиталовложения в период 2021-2025 годов

Наименование		Базовый Вариант		Региональный вариант	
		Объёмы электросетевого строительства 2021-2025 гг.	Капиталовложения, млн. руб. в текущих ценах 2021-2025 гг.	Объёмы электросетевого строительства 2021-2025 гг.	Капиталовложения, млн. руб. в текущих ценах 2021-2025 гг.
Новое строительство	Линии электропередачи, км				
	220-330 кВ	368,74	6333,89	163,00	3225,33
	110 кВ	195,786	4963,96	268,976	3520,39
	35 кВ	18,555	178,785	13,08	114,6
	Количество подстанций и мощность трансформаторов, шт/МВ*А				
	220-330 кВ	2/2000	8413,58	2/2000	6903,28
	110 кВ	10/1043	5224,86	7/761	3240,24
	35 кВ	4/24,7	574,16		
Реконструкция и техперевооружение	Линии электропередачи, км				
	110 кВ	30,7	311,55	87,76	1817,95
	35 кВ	81,35	852,61	191,49	1815,84
	Количество подстанций и, шт/МВ*А				
	220-330 кВ	3/125	1274,3	3/-	184,9
	110 кВ	13/247	1515,99	77/131	5957,71
	35 кВ	28/173,7	1649,26	33/118	1701,88
Итого			31292,95		28482,12

Суммарные капиталовложения в развитие электрических сетей за период 2021-2025 годы определились в текущих ценах:

для базового варианта– 35-110 кВ – 15271,18 млн. руб., 220 кВ и выше – 16021,77 млн. руб.;

для регионального варианта – 35-110 кВ – 18168,61 млн. руб., 220 кВ и выше – 10313,51 млн. руб.

Ссылочные нормативные документы

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

Федеральный закон от 26.03.2003 № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

Поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (перечень поручений от 29 марта 2010 года № Пр-839, пункт 5) предусмотреть максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований;

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р;

Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 № 511-р в действующей редакции;

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденная Правительством Российской Федерации Распоряжением №1209-р от 9 июня 2017 года;

Схема территориального планирования Российской Федерации в области электроэнергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.08.2016 № 1634-р в действующей редакции;

Схема и Программа развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы, утвержденная приказом Министерства энергетики России от 30.06.2020 № 508;

Проект Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2021 - 2027 годы (актуальная редакция проекта).

Утвержденные в установленном порядке инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций;

Отчетные материалы территориальных сетевых организаций;

Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго № 281 от 30.06.2003;

Приказ Минэнерго от 3 августа 2018 г. N 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, к надежности и безопасности объектов

электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»;

Приказ Минэнерго России от 06.05.2014 № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов»;

Стратегия социально-экономического развития Ленинградской области на период до 2030 года, утвержденная областным законом Ленинградской области от 08.08.2016 № 76-оз «О Стратегии социально-экономического развития Ленинградской области до 2030 года и признании утратившим силу областного закона «О Концепции социально-экономического развития Ленинградской области на период до 2025 года»;

Схема территориального планирования Ленинградской области, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области от 29.12.2012 № 460 в действующей редакции;

Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2020 – 2024 годы, утвержденная распоряжением Губернатора Ленинградской области от 30.04.2020 № 366-рг;

Государственная программа Ленинградской области «Стимулирование экономической активности Ленинградской области», утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 14.11.2013 № 394 в действующей редакции;

Приказ Министерства энергетики Российской Федерации № 10 от 17.01.2019 «Об утверждении укрупнённых нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»;

Национальный стандарт РФ ГОСТ 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования»;

Национальный стандарт РФ ГОСТ Р58058-2018 «Устойчивость энергосистем. Нормы и требования»;

Схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями (при их наличии);

Схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями (при их наличии);

Иные работы в области электроэнергетики, способствующие выполнению данной работы (при их наличии).

Перечень принятых сокращений

АО – акционерное общество

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ГТ ТЭЦ – газотурбинная теплоэлектроцентраль

ГУП – государственное унитарное предприятие

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КЛ – кабельная линия электропередачи

КТПМ – комплектная трансформаторная подстанция модульная

ММПС – модульная мобильная электрическая подстанция

ОАО – открытое акционерное общество

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ПАО – публичное акционерное общество

ПГУ – парогазовая установка

ПС – электрическая подстанция

ТЭС – тепловая электростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

УНЦ – укрупненные нормативы цены

Приложения

Приложение А. Техническое задание

«СОГЛАСОВАНО»

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор филиала АО «СО ЕЭС»
«Региональное диспетчерское управление
энергосистемы г. Санкт-Петербурга и
Ленинградской области»

Председатель комитета
по топливно-энергетическому комплексу
Ленинградской области

_____ И.А. Курилкин

_____ Ю.В. Андреев

«08» октября 2020 года

«08» октября 2020 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение научно-исследовательской работы «Разработка Схемы и Программы развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021– 2025 годы»

<i>1. Границы разработки научно-технической продукции и границы рассмотрения</i>	1. Границы разработки – Ленинградская область, в границах субъекта Российской Федерации. Границы рассмотрения – Ленинградская область с учетом территорий г. Санкт-Петербурга, имеющих общие с областью системы электроснабжения.
<i>2. Основные положения к научно-технической продукции</i>	2.1. Цель работы: Разработка схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы выполняется с целью уточнения и обоснования необходимости сооружения и реконструкции электросетевых объектов в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 823 от 17 октября 2009 года. 2.2. Основные направления работы: Планирование развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения среднесрочного спроса на электрическую мощность и тепловую энергию, формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов Ленинградской области с учётом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы (актуальной редакции проекта). 2.3. Актуальность и конкретные задачи: Основной целью работы является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики. 2.4. Основными задачами являются: — разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации (с учетом демонтажей, реконструкций) и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше на территории Ленинградской области на пятилетний период по годам;

	<p>— разработка предложений по развитию электрической сети номинальным напряжением 110 кВ и выше на территории Ленинградской области на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе;</p> <p>— Разработка предложений для формирования инвестиционных программ сооружения (реконструкции, техпервооружения) электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, скоординированных с перспективами выделения инвестиционных ресурсов для развития электрических сетей на территории Ленинградской области;</p> <p>— обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса;</p> <p>— обеспечение координации развития (реконструкции, демонтажа) генерирующих источников и системы газоснабжения на территории Ленинградской области.</p> <p>2.5. При этом в работе должны учитываться следующие основные принципы:</p> <p>— схема основной электрической сети Ленинградской области должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие, и иметь возможность приспособливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;</p> <p>— схема выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из отходящих от шин электростанции линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь) (принцип «N-1»);</p> <p>— схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети, при отключении одной ВЛ или трансформатора/автотрансформатора (принцип «N-1» для потребителей).</p> <p>Сводный отчет должен содержать выводы (сводную информацию) по основным разделам схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы с рекомендуемыми мероприятиями по развитию сети 110 кВ и выше отдельно для каждого варианта прогноза потребления электрической энергии и мощности с расстановкой приоритетов по очередности сетевого строительства исходя из ограниченного роста тарифов на передачу электрической энергии, сохранения (повышения) показателей надежности энергосистемы и возможности технологического присоединения.</p> <p>Для всех предложенных мероприятий в работе должны быть подготовлены подробные обосновывающие материалы.</p>
--	--

<p>3. Основание для выполнения работы</p>	<p>3. Схема и программа развития электроэнергетики формируется на основании:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы (актуальной редакции проекта); б) прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемого по субъекту Российской Федерации (региональным энергосистемам) и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Ленинградской области; в) ежегодного отчета о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ развития электроэнергетики; г) сведений о заявках и договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей; д) предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъекта Российской Федерации, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Ленинградской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Ленинградской области.
<p>4. Основные материалы, с учётом которых выполняется научно-исследовательская работа</p>	<ul style="list-style-type: none"> 4.1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»; 4.2. Федеральный закон от 26.03.2003 № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»; 4.3. Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»; 4.4. Поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (перечень поручений от 29 марта 2010 года № Пр-839, пункт 5) предусмотреть максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований; 4.5. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р; 4.6. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 № 511-р в действующей редакции; 4.7. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденная Правительства Российской Федерации Распоряжением №1209-р от 9 июня 2017 года; 4.8. Схема территориального планирования Российской Федерации в области электроэнергетики, утвержденная распоряжением

	<p>Правительства Российской Федерации от 01.08.2016 № 1634-р в действующей редакции;</p> <p>4.9. Схема и Программа развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы, утвержденная приказом Министерства энергетики России от _____ № _____;</p> <p>4.10. Проект Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2021 -2027 годы (актуальная редакция проекта).</p> <p>4.11. Утвержденные в установленном порядке в предшествующий период инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций;</p> <p>4.12. Отчетные материалы территориальных сетевых и генерирующих организаций;</p> <p>4.13. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго № 281 от 30.06.2003;</p> <p>4.14. Приказ Минэнерго России от 19.02.2019 N 123 «Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа»;</p> <p>4.15. Приказ Минэнерго России от 03.08.2018г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «методические указания по устойчивости энергосистем»;</p> <p>4.16. Приказ Минэнерго России от 06.05.2014 № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов»;</p> <p>4.17. Стратегия социально-экономического развития Ленинградской области на период до 2030 года, утвержденная областным законом Ленинградской области от 08.08.2016 № 76-оз «О Стратегии социально-экономического развития Ленинградской области до 2030 года и признании утратившим силу областного закона «О Концепции социально-экономического развития Ленинградской области на период до 2025 года»;</p> <p>4.18. Схема территориального планирования Ленинградской области, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области от 29.12.2012 № 460 в действующей редакции;</p> <p>4.19. Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2020–2024 годы, утвержденная распоряжением Губернатора Ленинградской области от 30.04.2020 № 366-рг;</p> <p>4.20. Государственная программа Ленинградской области «Стимулирование экономической активности Ленинградской области», утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 14.11.2013 № 394 в действующей редакции;</p>
--	--

	<p>4.21. Постановление Правительства Российской Федерации от 17.02.2014 № 116 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам квалификации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и признании утратившим силу подпункта «б» пункта 1 изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 № 449»;</p> <p>4.22. Постановление Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» в действующей редакции;</p> <p>4.23. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.08.2020г. № 1298 «О вопросах стимулирования использования возобновляемых источников энергии, внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации и о признании утратившим силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации»;</p> <p>4.24. При разработке программы должны выполняться положения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, определенных постановлением Правительства РФ от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности» в действующей редакции; – Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности» в действующей редакции; <p>4.25. Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы оформляется в соответствии с постановлением Губернатора Ленинградской области от 13.02.2018 № 4-пг «Об утверждении Инструкции по делопроизводству в органах исполнительной власти Ленинградской области»;</p> <p>4.26. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации</p>
--	--

	<p>№ 10 от 17.01.2019 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»;</p> <p>4.27. Национальный стандарт РФ ГОСТ 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования»;</p> <p>4.28. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»;</p> <p>4.29. Схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями (при их наличии);</p> <p>4.30. Схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями (при их наличии);</p> <p>4.31. Иные работы в области электроэнергетики, способствующие выполнению данной работы (при их наличии).</p>
<p>5. Заказчик</p> <p style="text-align: right;"><i>Адрес</i> <i>Телефон</i> <i>Факс</i> <i>E-mail</i></p>	<p>Комитет по топливно-энергетическому комплексу Ленинградской области</p> <p>ул. Смольного, д. 3, Санкт-Петербург, 191311</p> <p>(812) 539-42-31</p> <p>(812) 539-51-59</p> <p>tek@lenreg.ru</p>
<p>6. Объем выполняемой работы</p>	<p>Выполнение научно-исследовательской работы по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы с рассмотрением районов, где ожидается значительный рост электрических нагрузок и планируется размещение установок по комбинированной выработке тепловой и электрической энергии.</p> <p>Проводится в административных границах Ленинградской области.</p> <p>Исходный (отчетный) год – 2020 год</p> <p>Расчетный срок – 2021-2025 годы</p>
<p>7. Требования к выполняемой работе</p>	<p>7.1. Общая характеристика региона. Должны быть приведены актуальные данные по площади территории, численности населения, перечень наиболее крупных населенных пунктов, основные направления специализации субъекта федерации, в том числе в части промышленности, строительства, транспорта, сферы обслуживания, а также структура электропотребления на территории Ленинградской области.</p> <p><u>7.2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Ленинградской области за прошедший пятилетний период</u></p> <p>7.2.1. Характеристика энергосистемы Ленинградской области, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории Ленинградской области, а также блок-станциям промышленных предприятий;</p>

	<p>7.2.2. Характеристика функционирования энергосистемы Ленинградской области и анализ режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше за отчетный пятилетний период;</p> <p>7.2.3. Отчетная динамика потребления электроэнергии, структура электропотребления, динамика изменения максимума нагрузки в Ленинградской области и на прилегающих территориях, в частности г. Санкт-Петербурга, за последние 5 лет;</p> <p>7.2.4. Перечень и характеристика основных потребителей электрической энергии свыше 5 МВт в Ленинградской области, с указанием годового потребления электрической энергии и максимума нагрузки (заявленный и фактический), за последние 5 лет;</p> <p>7.2.5. Перечень крупных существующих потребителей с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления на рассматриваемый период, а также перечень основных перспективных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности (на основе договоров на осуществление технологического присоединения);</p> <p>7.2.6. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения, расположенных на территории Ленинградской области, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей за последние 5 лет;</p> <p>7.2.7. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Ленинградской области, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников её покрытия, как собственных, так и внешних объектов тепловой генерации, включая ТЭЦ региональных энергосистем, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности, с указанием года ввода в эксплуатацию;</p> <p>7.2.8. Структура установленной электрической мощности на территории Ленинградской области, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим действиям с электроэнергетическими объектами в 2020 году;</p> <p>7.2.9. Состав существующих электростанций (а также блок-станций) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, а также станций, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии в независимости от мощности;</p> <p>7.2.10. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности;</p> <p>7.2.11. Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности за последние 5 лет;</p> <p>7.2.12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоёмкость ВРП, электроёмкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике);</p> <p>7.2.13. Основные характеристики электросетевого хозяйства</p>
--	---

	<p>Ленинградской области 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП (с разделением на КЛ и ВЛ) и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, с указанием сводных данных по ним в последнем году;</p> <p>7.2.14. Основные внешние электрические связи энергосистемы на территории Ленинградской области;</p> <p>7.2.15. Единый топливно-энергетический баланс Ленинградской области (ЕТЭБ) за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД;</p> <p>7.2.16. Мониторинг и анализ исполнения схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ленинградской области на 2020-2024 годы по состоянию на 31 декабря 2020 года;</p> <p><u>7.3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Ленинградской области</u></p> <p>В работе необходимо отразить особенности функционирования энергосистемы на территории Ленинградской области, провести оценку балансовой ситуации и наличия проблемных мест, связанных с:</p> <ul style="list-style-type: none"> — наличием отдельных частей энергосистемы, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети с указанием ограничивающих элементов; — недостатком пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах с указанием ограничивающих элементов; — отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения). <p><u>7.4. Цели и задачи развития электроэнергетики Ленинградской области на расчётный период 2021-2025 годов</u></p> <p>Данный раздел должен быть подготовлен на основе данных социально-экономического развития Ленинградской области.</p> <p>7.4.1. Прогноз уровней потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Ленинградской области на 5-летний период (с разбивкой по годам) с выделением наиболее крупных потребителей и инвестиционных проектов, для двух вариантов:</p> <ul style="list-style-type: none"> — прогноз электрической энергии и мощности, разрабатываемый Системным оператором и соответствующий проекту Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2021-2027 годов (актуальной редакции); — прогноз электрической энергии и мощности, разрабатываемый проектной организацией с участием сетевых компаний, исходя из прогнозируемых темпов роста электропотребления и нагрузок потребителей, существующих на начало расчетного периода, и данных сетевых компаний по составу и срокам технологического присоединения новых крупных потребителей электроэнергии (более 20 МВт) и возможных темпах роста нагрузок указанных потребителей, а также с учетом возможных объемов экспорта электрической энергии и мощности с территории Ленинградской области;
--	--

	<p>7.4.2. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной в текущем году Схемы и программы развития ЕЭС России (актуальной редакции проекта). Для прогноза потребления электрической энергии и мощности, разрабатываемого проектной организацией, также должен быть выполнен баланс мощности и электрической энергии.</p> <p>7.4.3. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Ленинградской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1 % потребления региона, и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме;</p> <p>7.4.4. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных потребителей в местах, планируемых к размещению ПГУ и ГТУ-ТЭЦ. Должна быть дана характеристика того, какая часть суммарного потребления тепловой энергии Ленинградской области может быть обеспечена за счет когенерации тепловой и электрической энергии (максимальный потенциал развития когенерации при переводе крупных котельных в ПГУ и ГТУ ТЭЦ);</p> <p>7.4.5. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Ленинградской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации. Обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость), при этом перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Ленинградской области мощностью более 25 МВт формируется на основании проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2021-2027 годов (актуальной редакции);</p> <p>7.4.6. Прогноз развития электроэнергетики Ленинградской области на основе ВИЭ, существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии и местных видов топлива с учётом критериев п. 28 (1) постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 года № 823 и Постановления Правительства РФ от 29.08.2020 N 1298 "О вопросах стимулирования использования возобновляемых источников энергии, внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации и о признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации" с указанием сведений:</p> <p>а) о генерирующих объектах, признанных квалифицированными генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии на розничном рынке электрической энергии на дату вступления в силу постановления Правительства РФ от 29.08.2020г. № 1298 «О вопросах стимулирования использования возобновляемых источников энергии, внесении изменений в</p>
--	---

	<p>некоторые акты Правительства Российской Федерации и о признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации», за исключением проектов, отобранных по результатам конкурсных отборов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, проведенных до 31 декабря 2020 г., с указанием в отношении каждого объекта следующей информации:</p> <p>идентификационный номер и наименование квалифицированного генерирующего объекта;</p> <p>наименование организации или фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя - владельца генерирующего объекта;</p> <p>местонахождение генерирующего объекта с указанием наименования муниципального образования;</p> <p>установленная генерирующая мощность квалифицированного генерирующего объекта;</p> <p>вид соответствующего генерирующего объекта, определенный в соответствии с классификацией, предусмотренной приложением N 5 к Правилам квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 3 июня 2008 г. N 426 "О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии";</p> <p>год, в котором генерирующий объект впервые включен в схему и программу развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации;</p> <p>дата, когда в отношении генерирующего объекта впервые установлена цена (тариф) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях;</p> <p>б) о проектах, отобранных по результатам конкурсных отборов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, проведенных до 31 декабря 2020 г., с указанием в отношении каждого проекта следующей информации:</p> <p>идентификационный номер и наименование квалифицированного генерирующего объекта;</p> <p>наименование организации или фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя - владельца генерирующего объекта, подавшего заявку на участие в отборе проектов;</p> <p>планируемое (фактическое, если генерирующий объект введен в</p>
--	---

	<p>эксплуатацию) местонахождение генерирующего объекта с указанием наименования муниципального образования;</p> <p>планируемая (фактическая, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) установленная генерирующая мощность квалифицированного генерирующего объекта;</p> <p>вид соответствующего генерирующего объекта, определенный в соответствии с классификацией, предусмотренной приложением N 5 к Правилам квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 3 июня 2008 г. N 426 "О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии";</p> <p>величина капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта;</p> <p>срок возврата инвестированного капитала;</p> <p>базовый уровень нормы доходности капитала;</p> <p>год, в котором проект был отобран на конкурсном отборе по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики региона;</p> <p>планируемая (фактическая, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) дата ввода в эксплуатацию генерирующего объекта;</p> <p>дата, когда в отношении генерирующего объекта впервые установлена цена (тариф) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях, - в отношении генерирующих объектов, которые введены в эксплуатацию и в отношении которых установлена такая цена (тариф).</p> <p>7.4.7. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период. При формировании перспективных балансов электроэнергии энергосистемы Ленинградской области потребность в производстве электроэнергии определяется с учетом объемов электропотребления на территории региональной энергосистемы и сальдо перетоков с соседними энергосистемами в отношении каждого года планирования;</p> <p>7.4.8. На основании расчетов электроэнергетических режимов должны быть разработаны предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Ленинградской области для представленных в соответствии с пунктом 7.4.1 прогнозов потребления электрической энергии и мощности.</p> <p>Расчеты электроэнергетических режимов необходимо выполнять на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов.</p> <p>Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 220 кВ и выше принимаются в соответствии с проектом Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2021-2027 годов (актуальной</p>
--	--

редакции).

7.4.9. На основании балансовых расчетов и расчетов электрических режимов выполнить определение и уточнение перечня проблемных мест в электрической сети напряжением 110 кВ и выше, с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением, и разработать предварительные предложения в виде перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации проблемных мест;

7.4.10. Формирование перечня мероприятий, рекомендованных к реализации (для каждого варианта развития), с указанием года ввода в работу (уже запланированных с указанием источника информации и вновь предлагаемых с необходимым сроком реализации), ответственных исполнителей (собственников объектов) с оценкой требуемых объемов финансирования, должны быть представлены подробные технические обоснования для каждого электросетевого объекта нового строительства, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения;

7.4.11. Проверка достаточности предлагаемых электросетевых решений для ликвидации проблемных мест и, при необходимости, проведение корректировки перечня объектов;

7.4.12. В случае выявления по итогам работы необходимости уточнения перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России текущего периода, или сроков их реализации такие рекомендации должны быть оформлены отдельным разделом с приложением подробных обосновывающих материалов;

7.4.13. На основании сформированного перечня отразить сводные данные по развитию электрической сети напряжением 330 кВ и ниже, с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (для каждого года). При подготовке перечня дать рекомендации по объему и составу сетевых объектов, подлежащих реконструкции на основе данных сетевых организаций о фактическом состоянии сетевых объектов с указанием балансодержателя объекта;

7.4.14. В работе должны быть проведены расчеты электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем сети напряжением 110 кВ и выше, а также в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем и ГОСТ Р 58670-2019.

Расчеты выполняются на год разработки и для каждого года пятилетнего периода для каждого варианта прогноза потребления электрической энергии и мощности с учетом вводов генерирующих и электросетевых объектов, этапности ввода в работу энергопринимающих устройств потребителей, заявленной категории надежности их электроснабжения, а также отчетных характерных режимов перетоков мощности и уровней напряжения в сетях 110 кВ и выше в день контрольных замеров за 2020 год. Результаты расчетов приводятся в табличной и графической формах (потокораспределение и уровни напряжения).

Коэффициенты зависимости изменения максимума потребления

	<p>мощности территориальной энергосистемы при изменении температуры наружного воздуха, используемые для определения прогнозной величины потребления мощности для соответствующих режимно-балансовых условий размещены на внешнем сайте системного оператора по адресу http://so-ups.ru/index.php?id=gost_58670-2019.</p> <p>7.4.15. В работе должны быть проведены расчеты токов короткого замыкания электрических сетей 110 кВ и выше. Расчеты токов короткого замыкания должны быть выполнены на год разработки программы и на каждый год пятилетней перспективы для каждого варианта прогноза потребления и выполнена оценка соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам короткого замыкания для каждого года пятилетней перспективы, а также определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, разработка рекомендаций по замене коммутационного оборудования на энергообъектах (при необходимости) и/или мероприятий по ограничению токов короткого замыкания до 40 кА. Результаты расчетов токов короткого замыкания представляются в табличной форме, в единой таблице с указанием отключающей способности существующих выключателей объектов электроэнергетики 110 кВ и выше и значением уровня токов к.з. для базового и оптимистического вариантов.</p> <p>7.4.16. В работе должен быть проведен анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше для каждого варианта развития на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу, должны быть определены объемы необходимых средств компенсации реактивной мощности, а также разработаны рекомендации по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности. В случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетнего периода.</p> <p>7.4.17. Оценка капитальных затрат на реализацию предложений по повышению надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области с учетом рекомендаций по объему и составу сетевых объектов 110 кВ и выше, подлежащих реконструкции. Также необходимо провести оценку финансовой обеспеченности мероприятий, предусмотренных Схемой и Программой, в соответствии с инвестиционными программами предприятий по производству и передаче электрической энергии, осуществляющих свою деятельность на территории Ленинградской области. Провести ранжирование сетевых объектов 110 кВ и выше по срокам и очередности их ввода, исходя из оценки темпов роста нагрузок в узлах сети энергосистемы Ленинградской области, показателей надежности энергоснабжения потребителей в этих узлах и осуществить прогноз получения инвестиционных ресурсов для развития сети.</p> <p>7.4.18. Программа развития электроэнергетики должна включать</p>
--	--

в себя перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Ленинградской области в отношении каждого года планирования;

7.4.19. Программа развития электроэнергетики должна включать в себя оценку плановых значений показателей надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Ленинградской области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей в отношении каждого года планирования;

7.4.20. В работе должны быть разработаны карты-схемы в соответствии с представленными в 7.4.1 вариантами развития электрических сетей Ленинградской области на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу с отображением:

- существующих объектов напряжением 110 кВ и выше;
- перспективных объектов напряжением 110 и выше по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения;
- легенды карты-схемы с указанием основных рекомендованных мероприятий по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения с указанием параметров объекта и годов ввода.

Карты-схемы должны быть выполнены в редактируемом векторном формате (например, AutoCAD) и в формате *.pdf.

Карты-схемы в формате *.pdf выполнить с разделением по слоям (основа, легенда, элементы по классам напряжения, наименование объектов и т.д.);

7.4.21. На карты-схемы и однолинейные схемы необходимо нанести диспетчерские наименования ЛЭП 110 кВ и выше, информацию о балансовой принадлежности объектов, существующие, перспективные объекты напряжением 110 кВ и выше по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения;

7.4.22. На основании балансов электрической и тепловой энергии определить потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе;

7.4.23. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Ленинградской области с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных);

7.4.24. Разработка предложений по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Ленинградской области с учетом максимального развития в регионе

	<p>когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием, при необходимости, мероприятий по реконструкции газовых сетей);</p> <p>7.4.25. Разработка предложений по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью использования топлива;</p> <p>7.4.26. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на пятилетний период.</p> <p><u>Дополнительно:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - В работе должны быть проведены расчеты электрических нагрузок, существующих и намечаемых к вводу в эксплуатацию подстанций 35 кВ на 2025 год; - В работе должен быть проведен анализ емкостных токов в сети 35кВ и даны рекомендации по установке устройств компенсации емкостного тока в сети 35 кВ; - В работе должно быть приведено обоснование путей развития электрических сетей напряжением 35 кВ. Выбор схем построения и обоснование основных направлений развития электрических сетей с применением инновационных и энергоэффективных технологий; - В работе должны быть проведены электрические расчеты нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ на 2025 год; - В работе должна быть приведена информация в табличной форме по дизель-генераторным установкам (ДГУ) и карта-схема размещения ДГУ в соответствии с п. 8.4. Технического задания номинальной мощностью от 50 кВт и выше со следующими характеристиками: <ul style="list-style-type: none"> - номинальная мощность (кВт); - исполнение (шумозащитный кожух, контейнер, открытый); - комплектация (стационарный или передвижной); - балансовая принадлежность (администрация муниципального образования, наименование сетевой организации).
<p>8. Условия выполнения работы</p>	<p>8.1. Обосновывающие материалы по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы в 2 экземплярах на бумажном носителе и на 3 компакт-дисках в электронном виде в форматах .doc, .dwg (.dxf), .pdf.</p> <p>8.2. Ламинированная карта-схема размещения существующих и перспективных объектов – в 5 экземплярах на листах формата А0 (1189 x 1682 мм) в рамках и в электронном виде в форматах .dwg (.dxf), .pdf.</p> <p>8.3. Согласованные с Заказчиком сброшюрованные ламинированные карты-схемы размещения существующих, перспективных электросетевых объектов и таблица с указанием балансодержателей объектов по муниципальным районам, на листах формата А2 с нанесёнными границами городских и сельских поселений, муниципальных районов и Сосновоборского городского округа, с отдельными выносками административных центров муниципальных районов Ленинградской области (г. Бокситогорск, г.</p>

	<p>Волосово, г. Волхов, г. Всеволожск, г. Выборг, г. Гатчина, г. Кингисепп, г. Кириши, г. Кировск, г. Лодейное Поле, г. Луга, г. Подпорожье, г. Приозерск, г. Сланцы, г. Тихвин, г. Тосно, г. Сосновый бор), территорий, прилегающих к г. Санкт-Петербург (Северная часть, Восточная часть) в масштабе не менее 1:50000 в 2 экземплярах и в электронном виде в форматах .dwg (.dwf), .pdf.</p> <p>8.4. Согласованные с Заказчиком сброшюрованные ламинированные карты-схемы размещения существующих и планируемых к размещению, дизель-генераторных установок (с разделением по мощности, комплектации и принадлежности) и таблица с указанием балансодержателей объектов по муниципальным районам, на листах формата А2 с нанесёнными границами городских и сельских поселений, муниципальных районов и Сосновоборского городского округа в 2 экземплярах и в электронном виде в форматах .dwg (.dwf), .pdf.</p> <p>8.5. Презентационные материалы на основе согласованной с Заказчиком Схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области в формате Power Point.</p> <p>8.6. Табличные материалы Схемы и программы развития электроэнергетики Ленинградской области дополнительно представляются в формате Excel.</p> <p>8.7. Научно-технические отчеты должны быть выполнены в текстовом редакторе Word for Windows с использованием для основного текста шрифта Times New Roman с размером не более 13 единиц и одинарным междустрочным шагом.</p>
<p>9. Сроки выполнения работы</p>	<p>9.1. Начало работ – с момента заключения государственного контракта;</p> <p>9.2. Окончание работ – в соответствии с графиком выполнения работ (Приложение № 2 к Контракту)</p>
<p>10. Согласование и утверждение</p>	<p>10.1. Схема и программа развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021 – 2025 годы должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ и Заказчиком;</p> <p>10.2. Список организаций может быть дополнен на основании регламента разработки, согласования и утверждения схем и программ, разработанных в соответствии с поручением протокола совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ под председательством заместителя Министра энергетики РФ, Заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина от 09 ноября 2010 года № АИШ-369пр.</p>

Начальник отдела электроэнергетики комитета
по топливно-энергетическому комплексу
Ленинградской области

Н.А. Антонова

Приложение Б. Перечень существующих подстанций 35 кВ и выше на территории Ленинградской области

Таблица Б.1 - Перечень существующих ПС 110 кВ и выше на территории Ленинградской области

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
Перечень ПС 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» «МЭС Северо-Запада»						
1.	ПС 750 кВ Ленинградская	750	АТ-1	999	2007	13
		750	АТ-2	999	2007	13
		330	АТ-4	200	2006	14
		330	АТ-5	200	2011	9
		110	6Т	16	2006	14
		110	7Т	16	2006	14
2.	ПС 330 кВ Восточная	330	АТ-1Н	200	2011	9
		330	АТ-2Н	200	2011	9
		330	АТ-3Н	200	2012	8
		330	АТ-4Н	200	2012	8
		110	Т-1	6,3	2012	8
		110	Т-2	6,3	2012	8
		110	Т-3	40	2018	2
		110	Т-4	40	2018	2
		330	АТ-2/1	240	1971	49
		330	АТ-2/2	240	1971	49
		330	АТ-3/1	240	1971	49
3.	ПС 330 кВ Гатчинская	330	АТ-1	200	1973	47
		330	АТ-2	200	1989	31
		330	АТ-3	200	1984	36
		110	Т-1	63	1974	46
		110	Т-2	63	1976	44
4.	ПС 330 кВ Кингисеппская	330	АТ-1н	200	2013	7
		330	АТ-2н	200	2013	7
5.	ПС 330 кВ Лужская	330	АТ-1	125	2013	7
		330	АТ-2	125	2013	7
6.	ПС 400 кВ Выборгская	330	АТ-1	125	1984	36
		330	АТ-2	125	1986	34
		400	АТ-3	501	2002	18
		330	Т-1	125	1985	35
		330	Т-2	125	1980	40
		400	Т-3	250	1980	40
		400	Т-4	250	1982	38
7.	ПС 330 кВ Каменногорская	330	АТ-1	125	1997	23
		330	АТ-2	125	2005	15
8.	ПС 330 кВ Зеленогорск	330	АТ-1	200	2012	8
		330	АТ-2	200	2012	8
9.	ПС 330 кВ Тихвин-Литейный	220	АТ-1	125	2010	10
		220	АТ-2	125	1970	50
		330	АТ-3	200	2005	15
		330	АТ-5	250	1992	28
10.	ПС 330 кВ Сясь	330	АТ-3	240	1974	46
		330	АТ-4	240	1971	49
		220	АТ-1	125	1993	27
		220	АТ-2	125	1973	47
		110	Т-1	25	1988	32
		110	Т-2	25	2004	16
11.	ПС 220 кВ Лодейнопольская	220	АТ-1	63	1980	40

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
		220	АТ-2	63	1990	30
12.	ПС 220 кВ Подпорожская	220	АТ-1	63	1987	33
		220	АТ-2	63	1988	32
13.	ПС 220 кВ Пикалёвская	220	АТ-1	125	2015	5
		220	АТ-2	60	1963	57
	Итого	13	55	9732,9		
Абонентские						
14.	ПС 220 кВ Ручьи	220	Т-1	200	1973	47
		220	Т-2	200	1976	44
ПС 110 кВ						
Выборгские электрические сети						
ПАО «Россети Ленэнерго»						
15	ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26)	110	Т-1	40	1988	32
		110	Т-2	40	1988	32
16	ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43)	110	Т-1	40	2004	16
		110	Т-2	40	2007	13
17.	ПС 110 кВ Каменногорская-1 (ПС 56)	110	Т-1	25	2012	8
		110	Т-2	25	1981	39
18.	ПС 110 кВ Кузнечная (ПС 57)	110	Т-1	25	1974	46
		110	Т-2	25	1978	42
19.	ПС 110 кВ Победа (ПС 158)	110	Т-1	40	2012	8
		110	Т-2	40	2012	8
		110	Т-3 (ММПС)	25	2018	2
20.	ПС 110 кВ Выборг-южная (ПС 159)	110	Т-1	63	1990	30
		110	Т-2	63	2000	20
21.	ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166)	110	Т-1	16	1975	45
		110	Т-2	16	1976	44
22.	ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304)	110	Т-1	10	2016	4
		110	Т-2	10	2017	3
23.	ПС 110 кВ Огоньки (ПС 315)	110	Т-1	40	2011	9
		110	Т-2	40	2011	9
24.	ПС 110 кВ Возрождение (ПС 318)	110	Т-1	16	2014	6
		110	Т-2	16	2014	6
25.	ПС 110 кВ Мичуринская (ПС 330)	110	Т-1	16	2010	10
		110	Т-2	25	2016	4
26.	ПС 110 кВ Красносельская (ПС 331)	110	Т-1	10	2013	7
27.	ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375)	110	Т-1	25	2009	11
		110	Т-2	16	2008	12
28.	ПС 110 кВ Плодовое (ПС 511)	110	Т-1	40	2018	2
		110	Т-2	40	2018	2
29.	ПС 110 кВ Мельниково (ПС 519)	110	Т-1	6,3	1989	31
		110	Т-2	6,3	1989	31
30.	ПС 110 кВ Бородинская-1 (ПС 533)	110	Т-2	6,3	2000	20
31.	ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547)	110	Т-1	25	2003	17
		110	Т-2	25	2005	15
		110	Т-3	25	2018	2
		110	Т-4	25	2018	2
32.	ПС 110 кВ Ромашки (ПС 450)	110	Т-1	6,3	2017	3
		110	Т-2	6,3	2017	3
	Итого ПАО «Россети Ленэнерго»		37	958,5		
Абонентские ПС 110 кВ						
33.	ПС 110 кВ Терминал (ПС 548)	110	Т-1	25	н/д	
		110	Т-2	25	н/д	
34.	ПС 110 кВ Мыс (ПС 509)	110	Т-1	63	2018	2
		110	Т-2	63	2018	2
35.	ПС 110 кВ Нефтебаза (ПС 540)	110	Т-1	16	н/д	
		110	Т-2	16	н/д	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
36.	ПС 110 кВ ПГВ-3 Светогорский ЦБК (ПС 230)	110	Т-1	80	н/д	
37.	ПС 110 кВ Светогорский ЦБК (ПС 237)	110	Т-1	63	н/д	
		110	Т-2	63	н/д	
38.	ПС 110 кВ ПВГ-2 Светогорского ЦБК (ПС 380)	110	Т-1	40	н/д	
		110	Т-2	40	н/д	
39.	ПС 110 кВ Портовая (ПС 385)	110	Т-1	10	н/д	
40.	ПС 110 кВ Роцинская (ПС 179)	110	Т-1	40	2008	12
		110	Т-2	40	2008	12
Итого ТСО			14	584		
Гатчинские электрические сети						
ПАО «Россети Ленэнерго»						
41.	ПС 110 кВ Институт (ПС 58)	110	Т-1	16	2011	9
		110	Т-2	15	1985	35
42.	ПС 110 кВ Батово (ПС 142)	110	Т-1	16	1971	49
		110	Т-2	16	1976	44
43.	ПС 110 кВ Русско-Высоцкая (ПС 153)	110	Т-1	16	2015	5
		110	Т-2	16	2015	5
44.	ПС 110 кВ Сосновый бор-1 (ПС 168)	110	Т-2	25	1975	45
		110	Т-1	25	1975	45
45.	ПС 110 кВ Сосновый бор-2 (ПС 169)	110	Т-1	25	1986	34
		110	Т-2	25	1986	34
		110	Т-3	25	1997	23
46.	ПС 110 кВ Аннино (ПС 191)	110	Т-1	25	2016	4
		110	Т-2	25	2016	4
47.	ПС 110 кВ Копорье (ПС 203)	110	Т-2	6,3	1977	43
		110	Т-1	6,3	1977	43
48.	ПС 110 кВ Сосновый бор-3 (ПС 220)	110	Т-1	16	1985	35
		110	Т-2	25	1975	45
		110	Т-3	25	1975	45
49.	ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224)	110	Т-1	25	1980	40
		110	Т-2	25	1988	32
50.	ПС 110 кВ Мариенбург (ПС 225)	110	Т-1	25	1986	34
		110	Т-2	25	1986	34
		110	Т-3	25	1974	46
		35	Т-4	10	1967	53
51.	ПС 110 кВ База отдыха (ПС 242)	110	Т-1	6,3	1984	36
52.	ПС 110 кВ Кронштадтская (ПС 257)	110	Т-1	6,3	2016	4
53.	ПС 110 кВ Белогорка (ПС 259)	110	Т-2	16	2017	3
		110	Т-1	16	2013	7
54.	ПС 110 кВ Встреча (ПС 316)	110	Т-1	10	1979	41
		110	Т-2	10	1979	41
55.	ПС 110 кВ Вырица (ПС 322)	110	Т-1	40	2016	4
		110	Т-2	40	2016	4
56.	ПС 110 кВ Коваши (ПС 333)	110	Т-1	25	2016	4
		110	Т-2	25	2016	4
57.	ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344)	110	Т-1	10	1981	39
58.	ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345)	110	Т-1	10	2016	4
		110	Т-2	10	2016	4
59.	ПС 110 кВ Липки (ПС 349)	110	Т-1	6,3	1981	39
		110	Т-2	6,3	1987	33
60.	ПС 110 кВ ЛКФ (ПС 354)	110	Т-1	63	1981	39
		110	Т-2	63	1981	39
61.	ПС 110 кВ Войковицы (ПС 366)	110	Т-2	6,3	2012	8
		110	Т-1	6,3	1985	35
62.	ПС 110 кВ Шундорово (ПС 367)	110	Т-1	6,3	1984	36
		110	Т-2	6,3	1984	36

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
63.	ПС 110 кВ Скворицы (ПС 391)	110	T-1	25	2016	4
		110	T-2	25	2016	4
64.	ПС 110 кВ Тосно (ПС 483)	110	T-1	40	2013	7
		110	T-2	40	2013	7
65.	ПС 110 кВ Рябово (ПС 484)	110	T-1	25	2012	8
		110	T-2	25	2014	6
66.	ПС 110 кВ Тосно-новая (ПС 539)	110	T-1	25	2009	11
		110	T-2	25	2010	10
67.	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189)	110	T-1	40	2016	4
		110	T-2	40	2016	4
68.	ПС 110 кВ Калитино (ПС 355)	110	T-1	6,3	1981	39
69.	ПС 110 кВ Клопицы (ПС 396)	110	T-1	6,3	1988	32
70.	ПС 110 кВ Вруда (ПС 518)	110	T-1	6,3	1989	31
		110	T-2	6,3	1989	31
71.	ПС 110 кВ ПИК (ПС 556)	110	T-1	25	2016	4
		110	T-2	25	2016	4
72.	ПС 110 кВ Истинка (ПС 116)	110	T-1	25	2017	3
		110	T-2	25	2017	3
	Итого ПАО «Россети Ленэнерго»		63	1307,2		
ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова»						
73.	ПС 110 кВ НИТИ (ПС 551)	110	T-1	40	н/д	
		110	T-2	40	н/д	
Абонентские ПС 110 кВ						
74.	ПС 110 кВ Горелово-2 (ПС 364)	110	T-1	40	н/д	
		110	T-2	40	н/д	
75.	ПС 110 кВ ПГВ п/я-6681 (ПС 503)	110	T-1	25	1986	34
		110	T-2	25	1986	34
76.		110	T-1	6,3	н/д	
		110	T-2	6,3	н/д	
77.	ПС 110 кВ Бойлерная (ПС 501)	110	T-1	10	н/д	
		110	T-2	10	н/д	
78.	ПС 110 кВ Восток (ПС 506)	110	T-1	63	2017	3
		110	T-2	63	2017	3
	Итого ТСО		12	368,6		
Кингисеппские электрические сети						
ПАО «Россети Ленэнерго»						
79.	ПС 110 кВ Родина (ПС 209)	110	T-1	3,2	2002	18
80.	ПС 110 кВ Фосфорит-1 (ПС 214)	110	T-1	80	1972	48
		110	T-2	80	1972	48
81.	ПС 110 кВ Яблоницы (ПС 239)	110	T-1	2,5	2014	6
		110	T-2	2,5	1979	41
82.	ПС 110 кВ Кингисепп-город (ПС 243)	110	T-1	25	2016	4
		110	T-2	25	2016	4
83.	ПС 110 кВ Выскатка (ПС 291)	110	T-1	6,3	1978	42
		110	T-2	6,3	2014	6
84.	ПС 110 кВ Вистино (ПС 292)	110	T-1	25	2020	1
		110	T-2	25	2020	1
85.	ПС 110 кВ Велькота (ПС 306)	110	T-1	10	1977	43
86.	ПС 110 кВ Сабск (ПС 336)	110	T-1	3,2	1978	42
		110	T-2	6,3	1984	36
87.	ПС 110 кВ Сланцевский регенераторный завод (ПС 351)	110	T-1	25	1981	39
		110	T-2	25	1986	34
88.	ПС 110 кВ Молосковичицы (ПС 376)	110	T-1	10	2007	13
		110	T-2	10	1985	35
89.	ПС 110 кВ Порт (ПС 549)	110	T-1	40	2001	19
		110	T-2	40	2001	19
90.	ПС 110 кВ Сланцы-Цемент (ПС 219)	110	T-1	63	2010	10

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
		110	T-2	63	2010	10
91.	ПС 110 кВ Луга (ПС 48)	110	T-1	63	2017	3
		110	T-2	63	2016	4
92.	ПС 110 кВ Жельцы (ПС 144)	110	T-1	10	1993	27
		110	T-2	10	1993	27
93.	ПС 110 кВ Осьмино (ПС 258)	110	T-1	6,3	1980	40
		110	T-2	6,3	1998	22
94.	ПС 110 кВ Милодеж (ПС 260)	110	T-1	6,3	1979	41
		110	T-2	6,3	1989	31
95.	ПС 110 кВ Красный Маяк (ПС 262)	110	T-1	6,3	2010	10
		110	T-2	6,3	1990	30
96.	ПС 110 кВ Сырец (ПС 290)	110	T-1	2,5	1977	43
		110	T-2	2,5	1982	38
97.	ПС 110 кВ Серебрянка (ПС 379)	110	T-1	16	2008	12
		110	T-2	16	1990	30
98.	ПС 110 кВ Торковичи (ПС 531)	110	T-1	6,3	1992	28
		110	T-2	6,3	1992	28
99.	ПС 110 кВ Дзержинка (ПС 534)	110	T-1	10	1993	27
		110	T-2	10	1993	27
100.	ПС 110 кВ Пехенец (ПС 538)	110	T-1	6,3	1998	22
		110	T-2	6,3	1998	22
101.	ПС 110 кВ Усть-Луга (ПС 505)	110	T-1	16	2019	1
		110	T-2	16	2019	1
102.	ПС 110 кВ Ясень (ПС 270)	110	T-1	10	2020	0
		110	T-2	10	2020	0
103.	ПС 110 кВ Куземкино (ПС 372)	110	T-1	16	2019	2
		110	T-2	16	2019	2
	Итого ПАО «Россети Ленэнерго»		48	926,3		
Абонентские ПС 110 кВ						
104.	ПС 110 кВ Слободка	110	T-1	63	н/д	
		110	T-2	63		
105.	ПС 110 кВ Фосфорит-2 (ПС 317)	110	T-1	63	1980	40
		110	T-2	63	1980	40
106.	ПС 110 кВ Фосфорит-4 (ПС 392)	110	T-1	40	н/д	
		110	T-2	40		
	Итого ТСО		6	332		
Новолодожские электрические сети						
ПАО «Россети Ленэнерго»						
107.	ПС 110 кВ Мыслинская (ПС 208)	110	T-1	2,5	1973	47
		110	T-2	2,5	1973	47
108.	ПС 110 кВ Кисельня (ПС 226)	110	T-1	6,3	1976	44
		110	T-2	6,3	1999	21
109.	ПС 110 кВ Новая Ладога (ПС 227)	110	T-1	16	1992	28
		110	T-2	16	1992	28
110.	ПС 110 кВ Вындин Остров (ПС 337)	110	T-1	6,3	2009	11
		110	T-2	6,3	1979	41
111.	ПС 110 кВ Бережки (ПС 338)	110	T-1	6,3	2011	9
		110	T-2	6,3	2011	9
112.	ПС 110 кВ Шум (ПС 377)	110	T-1	6,3	1984	36
		110	T-2	6,3	1984	36
113.	ПС 110 кВ Ивановская (ПС 207)	110	T-1	40	2012	8
		110	T-2	40	2012	8
114.	ПС 110 кВ Мгинская (ПС 324)	110	T-1	10	1985	35
115.	ПС 110 кВ Северная птицефабрика (ПС 390)	110	T-1	25	2017	3
		110	T-2	25	2017	3
		110	T-3	25	2017	3
116.	ПС 110 кВ Обитай (ПС 378)	110	T-1	6,3	1984	36

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
		110	T-2	6,3	1984	36
117.	ПС 110 кВ Волхов (ПС 393)	110	T-1	10	1984	36
		110	T-2	10	1984	36
118.	ПС 110 кВ Пупышево (ПС 522)	110	T-1	6,3	1990	30
		110	T-2	6,3	1990	30
119.	ПС 110 кВ Ошта (ПС 141)	110	T-1	5,6	1964	56
120.	ПС 110 кВ Подпорожская (ПС 201)	110	T-1	25	1972	48
		35	T-3	10	1962	58
		35	T-4	10	1962	58
		35	T-5	3,2	1961	59
121.	ПС 110 кВ Гоморовичи (ПС 215)	110	T-1	2,5	1974	46
122.	ПС 110 кВ Шамокша (ПС 248)	110	T-1	2,5	1980	40
		110	T-2	2,5	2008	12
123.	ПС 110 кВ Алеховщинская (ПС 323)	110	T-1	6,3	1979	41
		110	T-2	6,3	1980	40
124.	ПС 110 кВ Андроновская (ПС 326)	110	T-1	2,5	1982	38
125.	ПС 110 кВ Ольховец (ПС 327)	110	T-1	2,5	1980	40
		110	T-2	2,5	1983	37
126.	ПС 110 кВ Никольская (ПС 368)	110	T-1	10	1983	37
		110	T-2	10	1984	36
127.	ПС 110 кВ Яровщина (ПС 394)	110	T-1	6,3	1985	35
		110	T-2	6,3	1985	35
128.	ПС 110 кВ Рассвет (ПС 532)	110	T-1	10	1994	26
		110	T-2	10	1994	26
129.	ПС 110 кВ Вознесенье (ПС 546)	110	T-1	6,3	2005	15
		110	T-2	6,3	2005	15
130.	ПС 110 кВ Колчаново (ПС 295)	110	T-1	10	1997	23
		110	T-2	10	1997	23
131.	ПС 110 кВ Малукса (ПС 407)	110	T-2	16	1980	40
132.	ПС 110 кВ Синявино (ПС 193)	110	T-1	16	1978	42
		110	T-2	16	1978	42
133.	ПС 110 кВ Назия (ПС 30)	110	T-1	10	1982	38
		35	T-3	3,2	1993	27
134.	ПС 110 кВ Салют (ПС 524)	110	T-4	10	1991	29
		35	T-3	6,3	2017	3
	Итого ПАО «Россети Ленэнерго»		54	541,7		
Абонентские ПС 110 кВ						
135.	ПС 110 кВ Терехово (ПС 383)	110	T-1	6,3	н/д	
136.	ПС 110 кВ Лесозавод (ПС 550)	110	T-1	10	н/д	
137.	ПС 110 кВ Усадище (ПС 541)	110	T-1	6,3	н/д	
		110	T-2	6,3	н/д	
138.	ПС 110 кВ ВАЗ	110	T-1	40	н/д	
		110	T-2	40,5	н/д	
139.	ПС 110 кВ ГПП-1 (ПС 170)	110	T-1	31,5	н/д	
		110	T-2	31,5	н/д	
140.	ПС 110 кВ ГПП-2 (ПС 176)	110	T-1	40	н/д	
		110	T-2	40	н/д	
141.	ПС 110 кВ Ратигора (ПС 373)	110	T-1	40	2015	5
		110	T-2	40	2015	5
	Итого ТСО		12	332,4		
Тихвинские электрические сети						
ПАО «Россети Ленэнерго»						
142.	ПС 110 кВ Бокситогорская (ПС 32)	110	T-2	25	2000	20
		110	T-3	25	2003	17
143.	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС 143)	110	T-1	25	1976	44
		110	T-2	25	1985	35

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
144.	ПС 110 кВ Сомино (ПС 164)	110	Т-1	6,3	1986	34
145.	ПС 110 кВ Подборовье (ПС 206)	110	Т-1	6,3	1985	35
		110	Т-2	6,3	1985	35
146.	ПС 110 кВ Дыми (ПС 249)	110	Т-1	6,3	1984	36
		110	Т-2	2,5	1988	32
147.	ПС 110 кВ Газокомпрессорная (ПС 293)	110	Т-1	6,3	2011	9
		110	Т-2	6,3	2011	9
148.	ПС 110 кВ Палуя (ПС 329)	110	Т-1	6,3	1979	41
		110	Т-2	6,3	1985	35
149.	ПС 110 кВ Ефимовская (ПС 339)	110	Т-1	6,3	1980	40
		110	Т-2	10	1986	34
150.	ПС 110 кВ Мозолево (ПС 389)	110	Т-1	10	1989	31
		110	Т-2	6,3	1984	36
151.	ПС 110 кВ Кайвакса (ПС 516)	110	Т-1	16	1987	33
		110	Т-2	16	1987	33
152.	ПС 110 кВ Ольеши (ПС 528)	110	Т-1	2,5	1981	39
		110	Т-2	2,5	1991	29
153.	ПС 110 кВ Тихвин-Западная (ПС 147)	110	Т-1	16	2009	11
		110	Т-2	16	2009	11
154.	ПС 110 кВ Чудцы (ПС 115)	110	Т-1	6,3	2008	12
		110	Т-2	6,3	2008	12
155.	ПС 110 кВ Глажево (ПС 187)	110	Т-1	2,5	1984	36
		110	Т-2	2,5	1977	43
156.	ПС 110 кВ Пчева (ПС 332)	110	Т-1	2,5	1986	34
		110	Т-2	2,5	1984	36
157.	ПС 110 кВ Штурм (ПС 340)	110	Т-1	10	2016	4
		110	Т-2	10	2016	4
158.	ПС 110 кВ Посадников Остров	110	Т-1	6,3	1995	25
Итого ПАО «Россети Ленэнерго»			32	303,4		
Абонентские ПС 110 кВ						
159.	ПС 110 кВ ПГВ-1 Кировский з-д (ПС 245)	110	Т-1	63	1971	49
		110	Т-2	63	1971	49
160.	ПС 110 кВ ПГВ-2 Кировский з-д (ПС 246)	110	Т-1	40,5	1967	53
		110	Т-2	40,5	1967	53
161.	ПС 110 кВ ПГВ-3 Кировский з-д (ПС 247)	110	Т-1	25	1976	44
		110	Т-2	25	1976	44
162.	ПС 110 кВ ПГВ-4 Кировский з-д (ПС 398)	110	Т-1	80	2007	13
		110	Т-2	80	2007	13
163.	ПС 110 кВ ПГВ Боксит. Глин. завод (ПС 512)	110	Т-1	40	1987	33
		110	Т-2	40	1987	33
164.	ПС 110 кВ Глиноземная (ПС 35)	110	Т-1	25	2007	13
		110	Т-2	25	2007	13
165.	ПС 110 кВ Левобережная (ПС 229)	110	Т-1	80	н/д	
		110	Т-2	63	н/д	
166.	ПС 110 кВ НПС-1 Кириши (ПС 544)	110	Т-1	25	н/д	
		110	Т-2	25	н/д	
167.	ПС 110 кВ ОКБ Кириши (ПС 303)	110	Т-1	25	2011	9
		110	Т-2	25	2011	9
Итого ТСО			18	790		
Санкт-Петербургские высоковольтные электрические сети						
ПАО «Россети Ленэнерго»						
168.	ПС 110 кВ ГИПХ (ПС 51)	110	Т-1	25	1980	40
		110	Т-2	25	1981	39
169.	ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС 98)	110	Т-1	63	2012	8
		110	Т-2	63	2010	10
170.	ПС 110 кВ Лупполово (ПС 365)	110	Т-1	40	2011	9

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
		110	T-2	40	2011	9
171.	ПС 110 кВ Сертолово (ПС 537)	110	T-3	63	2012	8
		110	T-4	63	2012	8
172.	ПС 110 кВ Колтуши (ПС 294)	110	T-1	40	1997	23
		110	T-2	40	1997	23
173.	ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325)	110	T-1	16	2012	8
		110	T-2	16	1977	43
174.	ПС 110 кВ Янино (ПС 374)	110	T-1	25	2016	4
		110	T-2	25	2016	4
175.	ПС 110 кВ Морозовская (ПС 515)	110	T-1	25	2008	12
		110	T-2	25	2008	12
176.	ПС 110 кВ Ильинка (ПС 525)	110	T-1	40	2006	14
		110	T-2	40	2004	16
		110	T-3 (ММПС)	25	2018	2
177.	ПС 110 кВ Форд-Всеволожск (ПС 526)	110	T-1	63	2016	4
		110	T-2	63	2016	4
178.	ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211)	110	T-1	25	2016	4
		110	T-2	25	2016	4
179.	ПС 110 кВ Поповка (ПС 482)	110	T-1	25	1977	43
		110	T-2	25	1986	34
180.	ПС 110 кВ РЦ-11 (ПС 500)	110	T-1	25	1985	35
		110	T-2	25	1985	35
181.	ПС 110 кВ Большевик (ПС 395)	110	T-1	10	1986	34
182.	ПС 110 кВ Новосаратовка (ПС 123)	110	T-1	16	1980	40
		110	T-2	16	1980	40
183.	ПС 110 кВ Кудрово (ПС 335)	110	T-1	80	2014	6
		110	T-2	80	2014	6
184.	ПС 110 кВ Невская Дубровка (ПС 362)	110	T-1	25	2016	4
		110	T-2	25	2016	4
185.	ПС 110 кВ Манушкино–Разметелево (ПС 244)	110	T-1	10	1983	37
		110	T-2	10	1982	38
		110	T-3 (ММПС-1)	25	2017	3
		110	T-4 (ММПС-2)	25	2017	3
186.	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 175)	110	T-1	80	2020	0
		110	T-2	80	2020	0
187.	ПС 110 кВ Горелово (ПС 222)	110	T-1	63	2009	11
		110	T-2	63	2009	11
188.	ПС 110 кВ Никольское ЛСР (ПС 198)	110	T-1	25	2014	6
		110	T-2	25	2014	6
Итого ПАО «Россети Ленэнерго»			44	1633		
Абонентские ПС 110 кВ						
189.	ПС 110 кВ Керамическая (ПС 199)		T-1	40	1961	59
			T-2	40	1961	59
190.	ПС 110 кВ НПС-2 Насосная (ПС 543) ²⁾		T-1	16	н/д	
			T-2	16	н/д	
191.	ПС 110 кВ Турбоатомгаз (ПС 91) ²⁾		T-1	25	н/д	
			T-2	25	н/д	
192.	ПС 110 кВ НПС Невская (ПС 555) ²⁾		T-1	10	н/д	
			T-2	10	н/д	
Итого ТСО			8	182		
Всего по трансформаторам 110 кВ ПАО «Россети Ленэнерго»			278	5670,1		
Всего по ТСО			70	2589		
АО «Ленинградская областная электросетевая компания»						
193.	ПС 110 кВ Кировский з-д ЖБИ (ПС	110	T-1	10	1978	42

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
	382)	110	T-2	10	1978	42
194.	ПС 110 кВ Советск (ПС 513)	110	T-1	40	1987	33
		110	T-2	40	1987	33
195.	ПС 110 кВ Приозерский МК (ПС 530)	110	T-2	25	1991	29
		110	T-1	25	1991	29
196.	ПС 110 кВ Невский судостроительный завод (ПС 517)	110	T-1	10	1991	29
		110	T-2	10	1991	29
197.	ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137)	110	T-2	40	2007	13
		110	T-1	40	2007	13
198.	ПС 110 кВ Валим (ПС 553)	110	T-1	16	2011	9
		110	T-2	16	2011	9
199.	ПС 110 кВ Новожилово (ПС 559)	110	T-1	16	2014	6
		110	T-2	16	2014	6
200.	ПС 110 кВ Лаврики (ПС 218)	110	T-1	63	2014	6
		110	T-2	63	2014	6
201.	ПС 110 кВ Кириши-строительная (ПС 63)	110	T-1	6,3	1988	32
		110	T-2	6,3	1989	31
202.	ПС 110 кВ Слобода (ПС 312)	110	T-1	63	2016	4
		110	T-2	63	2016	4
203.	ПС 110 кВ Сведвуд (ПС 545)	110	T-1	10	2002	18
		110	T-2	10	2002	18
204.	ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595)	110	T-1	25	2018	2
		110	T-2	25	2018	2
	Итого	12	24	648,6		
ОАО «РЖД»						
ПС 220 кВ						
205.	ПС 220 кВ Заостровье (ПС 433)	220	T-1	25	н/д	
206.	ПС 220 кВ Яндеба (ПС 427)	220	T-1	25	н/д	
207.	ПС 220 кВ Паша (424)	220	T-1	25	н/д	
208.	ПС 220 кВ Юги (ПС 432)	220	T-1	25	н/д	
ПС 110 кВ						
209.	ПС 110 кВ Свирь-тяговая (ПС 434)	110	T-1	40	2005	15
		110	T-2	40	2005	15
210.	ПС 110 кВ Культура (ПС 162)	110	T-1	10	2001	19
		110	T-2	10	2001	19
211.	ПС 110 кВ Померанье (ПС 409)	110	T-1	10	1976	44
		110	T-2	10	1976	44
212.	ПС 110 кВ Бабино (ПС 485)	110	T-1	15	1960	60
		110	T-2	10	1960	60
213.	ПС 110 кВ Новолисино-тяговая (ПС 435)	110	T-1	40	2012	8
		110	T-2	40	2012	8
214.	ПС 110 кВ Верево (ПС 402)	110	T-1	10	1967	53
		110	T-2	10	1967	53
215.	ПС 110 кВ Низовская (ПС 405)	110	T-1	10	1971	49
		110	T-2	10	1971	49
216.	ПС 110 кВ Суйда (ПС 400)	110	T-1	15	1966	54
		110	T-2	16	1966	54
217.	ПС 110 кВ Толмачево-тяговая (ПС 406)	110	T-1	10	1971	49
		110	T-2	10	1971	49
218.	ПС 110 кВ Антропшино (ПС 494)	110	T-1	25	1962	58
219.	ПС 110 кВ Лебязье (ПС 412)	110	T-1	16	1974	46
		110	T-2	10	1974	46
220.	ПС 110 кВ Чолово (ПС 423)	110	T-1	10	1988	32
221.	ПС 110 кВ Гатчина-тяговая (ПС 440)	110	T-1	40	2010	10
		110	T-2	40	2010	10
222.	ПС 110 кВ Веймарн-тяговая	110	T-1	25	2014	6
		110	T-2	25	2014	6

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
223.	ПС 110 кВ Котлы-тяговая	110	T-1	16	2014	6
		110	T-2	16	2014	6
224.	ПС 110 кВ Вруда-тяговая	110	T-1	16	2014	6
		110	T-2	16	2014	6
225.	ПС 110 кВ Елизаветино-тяговая	110	T-1	16	2015	5
		110	T-2	16	2015	5
226.	ПС 110 кВ Лужская-тяговая	110	T-1	25	2015	5
		110	T-2	25	2015	5
227.	ПС 110 кВ Мга (ПС 496)	110	T-1	25	1964	56
		110	T-2	25	1964	56
228.	ПС 110 кВ 75 км (ПС 497)	110	T-1	15	1965	55
		110	T-2	10	1965	55
229.	ПС 110 кВ Новый Быт (ПС 498)	110	T-1	10	1965	55
		110	T-2	10	1965	55
230.	ПС 110 кВ Малукса (ПС 407)	110	T-1	10	1972	48
		110				
231.	ПС 110 кВ Жарок (ПС 408)	110	T-1	10	1972	48
		110	T-2	10	1972	48
232.	ПС 110 кВ Андреево (ПС 421)	110	T-1	10	1980	40
233.	ПС 110 кВ Пчевжа (ПС 411)	110	T-1	10	1975	45
		110	T-2	10	1975	45
234.	ПС 110 кВ Тигода (ПС 419)	110	T-1	10	1978	42
		110	T-2	10	1978	42
235.	ПС 110 кВ Теребочево (ПС 422)	110	T-1	10	1980	40
		110	T-2	10	1980	40
236.	ПС 110 кВ Заневский Пост II (ПС 444)	110	T-1	16	2006	14
		110	T-2	16	2006	14
237.	ПС 110 кВ Петярви (ПС 416)	110	T-1	16	1976	44
		110	T-2	16	1976	44
238.	ПС 110 кВ Мельничный Ручей (ПС 403)	110	T-1	16	1969	51
		110	T-2	25	1969	51
239.	ПС 110 кВ Лейпясуо (ПС 404)	110	T-1	25	1970	50
		110	T-2	25	1970	50
240.	ПС 110 кВ Громово (ПС 413)	110	T-1	16	1976	44
		110	T-2	16	1976	44
241.	ПС 110 кВ Мюллюпельто (ПС 414)	110	T-1	10	1975	45
		110	T-2	10	1975	45
242.	ПС 110 кВ 152 км (ПС 415)	110	T-1	10	1976	44
		110	T-2	10	1976	44
243.	ПС 110 кВ Лужайка (ПС 417)	110	T-1	10	1977	43
		110	T-2	10	1977	43
244.	ПС 110 кВ Волховстрой (ПС 499)	110	T-1	10	1965	55
		110	T-2	10	1965	55
245.	ПС 110 кВ Валя-тяговая (ПС 425)	110	T-1	16	2000	20
		110	T-2	16	2000	20
246.	ПС 110 кВ Тихвин-тяговая. (ПС 426)	110	T-1	16	2000	20
		110	T-2	16	2000	20
247.	ПС 110 кВ Большой Двор (ПС 431)	110	T-1	16	2001	19
		110	T-2	16	2001	19
248.	ПС 110 кВ Пикалево-тяговая (ПС 428)	110	T-1	16	2000	20
		110	T-2	16	2000	20
249.	ПС 110 кВ Ефимовская-тяговая (ПС 430)	110	T-1	16	2001	19
		110	T-2	16	2001	19
250.	ПС 110 кВ Заборье-тяговая (ПС 429)	110	T-1	16	2000	20
		110	T-2	16	2000	20
251.	ПС 110 кВ Пикалевская (ПС 112)	110	--	--	--	--
			--	--	--	--

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
252.	ПС 110 кВ Скальная (ПС 451)	110	T-1	25	2017	3
		110	T-2	25	2017	3
253.	ПС 110 кВ Земляничная (ПС 452)	110	T-1	16	2017	3
		110	T-2	16	2017	3
254.	ПС 110 кВ Лосиная (ПС 453)	110	T-1	16	2017	3
		110	T-2	16	2017	3
255.	ПС 110 кВ Луговая (ПС 454)	110	T-1	16	2017	3
		110	T-2	16	2017	3
256.	ПС 110 кВ Попово-тяговая	110	T-1	10	2016	4
257.	ПС 110 кВ Владимирская-тяговая	110	T-1	16	2019	1
		110	T-2	16	2019	1
Итого		49	91	1495		
Северо-Западный филиал АО «Оборонэнерго»						
258.	ПС 110 кВ Лехтуси (ПС 47)	110	T-1	25	2009	11
		110	T-2	25	2009	11
Итого			2	50		

Таблица Б.2 - Перечень существующих ПС 35 кВ на территории Ленинградской области

ПС п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
ПАО «Россети Ленэнерго»						
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Выборгские электрические сети»						
1.	Выборг-городская (ПС 25)	35	T-1	10	1989	31
		35	T-2	10	1995	25
2.	Бобочинская	35	T-1	10	2016	4
3.	Гавриловская	35	T-1	6,3	2007	13
		35	T-2	6,3	1990	30
4.	Гончаровская	35	T-1	2,5	1993	27
5.	Гранит	35	T-1	10	2017	3
		35	T-2	10	2017	3
6.	Ермиловская	35	T-1	2,5	1985	35
		35	T-2	2,5	1986	34
7.	Житковская	35	T-1	1,8	1984	36
		35	T-2	2,5	1984	36
8.	Калининская	35	T-1	6,3	1996	24
		35	T-2	10	1977	43
		35	T-3	6,3	1979	41
9.	Кирилловская	35	T-1	6,3	2001	19
10.	Каменногорская	35	T-1	6,3	2020	0
		35	T-2	6,3	2020	0
11.	Кондратьевская	35	T-1	4	1996	24
		35	T-2	6,3	2012	8
12.	Красноармейская	35	T-1	4	2009	11
13.	Лесогорская	35	T-1	10	2017	3
		35	T-2	10	2017	3
14.	Молодежная	35	T-1	16	2017	3
		35	T-2	16	2017	3
15.	Перовская	35	T-1	6,3	2003	17
		35	T-2	6,3	2003	17
16.	Первомайская	35	T-1	4	2014	6
		35	T-2	4	2014	6
17.	Прибыловская	35	T-1	6,3	1978	42
		35	T-2	6,3	1988	32
18.	Приветнинская	35	T-1	6,3	1989	31
		35	T-2	6,3	2003	17
19.	Пруды	35	T-1	3,2	1964	56

ПС п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
		35	T-2	4	1981	39
20.	Рябовская	35	T-1	10	2013	7
		35	T-2	10	2013	7
21.	Саперная	35	T-1	6,3	1993	27
		35	T-2	6,3	1992	28
22.	Семиозерье	35	T-1	3,2	1964	56
		35	T-2	3,2	1964	56
23.	Симагино	35	T-1	4	2003	17
24.	Стапель	35	T-1	16	1990	30
		35	T-2	16	1990	30
25.	Токаревская	35	T-1	6,3	2017	3
		35	T-2	6,3	2017	3
26.	Цвелодубовская	35	T-1	10	2011	9
27.	Лемболово (ПС 603)	35	T-1	10	2012	8
		35	T-2	10	2012	8
28.	Красноборская (ПС 606)	35	T-1	10	2011	9
		35	T-2	10	2010	10
29.	Васкелово (ПС 620)	35	T-1	6,3	2011	9
		35	T-2	10	2011	9
30.	Новотоксово (ПС 628)	35	T-1	6,3	2011	9
		35	T-2	6,3	2008	12
31.	Агат	35	T-1	6,3	2015	5
32.	Лужки	35	T-1	4	2016	4
33.	Заполье	35	T-1	6,3	2017	3
		35	T-2	6,3	2017	3
34.	Бухта	35	T-1	25	2018	2
		35	T-2	25	2018	2
Итого по филиалу ВЭС		33	60	473,8		
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Гатчинские электрические сети»						
35.	Андрианово (ПС 722)	35	T-1	4	2017	3
		35	T-2	4	2017	3
36.	Тосно (ПС 716)	35	T-1	10	2013	7
		35	T-2	10	2014	6
37.	Пельгора (ПС 717)	35	T-1	4	2014	6
		35	T-2	4	2015	5
38.	Нурма (ПС 718)	35	T-1	10	1978	42
		35	T-2	10	1978	42
39.	Шапки (ПС 719)	35	T-1	6,3	2013	7
		35	T-2	6,3	2012	8
40.	Сельцо (ПС 721)	35	T-1	4	1975	45
		35	T-2	4	1975	45
41.	Любань (ПС 723)	35	T-1	3,2	1974	46
		35	T-2	3,2	1983	37
42.	Ульяновка (ПС 724)	35	T-1	6,3	2013	7
		35	T-2	6,3	2013	7
43.	Новолисино (ПС 725)	35	T-1	3,2	1960	60
		35	T-2	3,2	1960	60
44.	Трубников Бор (ПС 732)	35	T-1	4	1986	34
		35	T-2	4	1984	36
45.	Борницы (ПС Бр)	35	T-1	5,6	1977	43
		35	T-2	6,3	1983	37
46.	Войковицы (ПС Вск)	35	T-1	6,3	1976	44
		35	T-2	6,3	1977	43
47.	Вырица (ПС Вц)	35	T-1	2,5	2012	8
48.	Гостилицы (ПС Гст)	35	T-1	1,8	1967	53
		35	T-2	1,8	1966	54
49.	Гатчина (ПС Гт)	35	T-1	10	1967	53
		35	T-2	10	1966	54
50.	Дятлицы (ПС Дт)	35	T-1	6,3	2020	0

ПС п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
51.	Елизаветино (ПС Елз)	35	T-1	4	2013	7
		35	T-2	4	2013	7
52.	Ижора (ПС Иж)	35	T-1	3,2	1965	55
53.	Кобринно (ПС Кб)	35	T-1	10	2016	4
		35	T-2	10	2016	4
54.	Коммунар (ПС Кмр)	35	T-1	10	1949	71
			T-2	10	1966	54
55.	Кобралово (ПС Коб)	35	T-1	16	2017	3
		35	T-2	16	2017	3
56.	Лукаши (ПС Лк)	35	T-2	4	1985	35
57.	Лопухинка (ПС Лпх)	35	T-1	4	2018	2
58.	Мыза (ПС Мз)	35	T-1	4	2017	3
59.	Новый Свет-1 (ПС НСв1)	35	T-1	10	2017	3
		35	T-2	10	2017	3
60.	Новый Свет-2 (ПС НСв2)	35	T-1	6,3	1975	45
		35	T-2	6,3	1975	45
61.	Новинка (ПС Нов)	35	T-1	2,5	1979	41
		35	T-2	4	1998	22
		35	T-3	4	1998	22
62.	Орлино (ПС Орл)	35	T-1	4	2010	10
63.	Пламя (ПС Пм)	35	T-1	10	2016	4
		35	T-2	10	2016	4
64.	Спиринская (ПС Сп)	35	T-1	6,3	2017	3
		35	T-2	6,3	2017	3
65.	Сусанино (ПС Сс)	35	T-1	1,8	1960	60
66.	Тайцы (ПС Тц)	35	T-1	10	2013	7
		35	T-2	10	2012	8
67.	Юбилейная (Юб)	35	T-1	6,3	2016	4
		35	T-2	6,3	2016	4
68.	ПС 110 кВ Мариенбург (ПС 225)	тр-р 35	T-4	10	1967	53
69.	Бегуницы (ПС Бг)	35	T-1	10	2017	3
		35	T-2	10	2017	3
70.	Сосницы (ПС Сн)	35	T-1	2,5	1977	43
		35	T-2	2,5	1977	43
71.	Опорная	35	T-1	6,3	2017	3
72.	Кикерино (ПС Кк)	35	T-1	10	2016	4
		35	T-2	10	2016	4
	Итого по филиалу ГТЭС	37	67	437,5		
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Кингисеппские электрические сети»						
73.	Фалилеево (ПС 2)	35	T-1	2,5	1973	47
		35	T-2	2,5	1977	43
74.	Котлы (ПС 3)	35	T-1	6,3	2016	4
		35	T-2	6,3	2016	4
75.	Жабино (ПС 6)	35	T-1	6,3	2016	4
		35	T-2	6,3	2016	4
76.	Тесово-4 (ПС 7)	35	T-1	1,8	до 1988	>32
		35	T-2	2	до 1988	>32
77.	Рассия (ПС 11)	35	T-1	2,5	1988	32
		35	T-2	2,5	1988	32
78.	Алексеевка (ПС 12)	35	T-1	4	2015	5
		35	T-2	4	2014	6
		35	T-3	4	1973	47
79.	Загривье (ПС 13)	35	T-1	1,6	1975	45
		35	T-2	1,6	1975	45
80.	Сланцы (ПС 14)	35	T-1	10	1987	33
		35	T-2	10	1987	33
81.	Старополье (ПС 15)	35	T-1	2,5	1977	43
		35	T-2	2,5	1977	43

ПС п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
82.	Рудно (ПС 16)	35	T-1	1,8	1968	52
83.	Кингисеппская (ПС 17)	35	T-1	6,3	1987	33
		35	T-2	4	1969	51
		35	T-3	6,3	1973	47
84.	Кейкино (ПС 18)	35	T-1	4	2017	3
		35	T-2	4	2017	3
85.	Новоселье (ПС 19)	35	T-1	1,6	1980	40
		35	T-2	1,6	1980	40
86.	Гостицы (ПС 20)	35	T-1	2,5	1986	34
87.	Поречье (ПС 21)	35	T-1	2,5	1989	31
88.	Скреблово (ПС 31)	35	T-1	10	2017	3
		35	T-2	10	2017	3
89.	Вердуга (ПС 33)	35	T-1	1,6	1981	39
		35	T-2	2,5	1981	39
90.	Оредеж (ПС 35)	35	T-1	4	1977	43
		35	T-2	4	1978	42
91.	Южная (ПС 36)	35	T-1	6,3	1983	37
		35	T-2	6,3	1983	37
92.	Володарская (ПС 37)	35	T-1	2,5	1974	46
		35	T-2	2,5	1974	46
93.	Пионерская (ПС 39)	35	T-1	4	2016	4
		35	T-2	4	2016	4
94.	Торошковичи (ПС 41)	35	T-1	1,6	1981	39
		35	T-2	2,5	1981	39
95.	Ретюнь (ПС 42)	35	T-1	4	1984	36
		35	T-2	4	1984	36
96.	Рель (ПС 43)	35	T-1	4	1985	35
		35	T-2	4	1985	35
	Итого по филиалу КнЭС	24	49	198,8		
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Новолодожские электрические сети»						
97.	Сухое (ПС 25)	35	T-1	6,3	2016	4
		35	T-2	6,3	2016	4
98.	Бабино (ПС 24)	35	T-1	6,3	1992	28
		35	T-2	6,3	1987	33
99.	Селиваново (ПС 23)	35	T-1	2,5	1995	25
		35	T-2	2,5	1995	25
100.	Потанино (ПС 22)	35	T-1	4	1981	39
		35	T-2	4	1978	42
101.	Паша-1 (ПС 21)	35	T-2	4	1982	38
102.	Паша-2 (ПС 20)	35	T-1	8	1964	56
		35	T-2	8	1964	56
103.	ПС 110 кВ Назия (ПС 30)	тр-р 35	T-3	3,2	1993	27
104.	Лодейнопольская (ПС 31)	35	T-1	10	1974	46
		35	T-2	10	1974	46
105.	Доможирово (ПС 32)	35	T-1	4	1974	46
		35	T-2	4	1978	42
106.	Алеховщинская (ПС 33)	35	T-1	2,5	1974	46
107.	Свирская (ПС 34)	35	T-1	2,5	1991	29
		35	T-2	2,5	1991	29
108.	СЭЛК (ПС 35)	35	T-1	4	1988	32
		35	T-2	4	1988	32
109.	Андроновская (ПС 36)	35	T-1	2,5	1987	33
		35	T-2	1,8	1987	33
110.	Вознесенская (ПС 38)	35	T-1	4	1967	53
111.	Тервеничи (ПС 40)	35	T-1	2,5	1982	38
		35	T-2	2,5	1982	38
112.	ПС 110 кВ Подпорожская (ПС 201)	тр-р 35	T-3	10	1962	58
		тр-р 35	T-4	10	1962	58

ПС п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
		тр-р 35	Т-5	3,2	1961	59
113.	ПС 110 кВ Салют (ПС 524)	тр-р 35	Т-3	6,3	2017	3
114.	Мга (ПС 720)	35	Т-1	16	2013	7
		35	Т-2	16	2013	7
115.	Поселковая (ПС 726)	35	Т-1	6,3	1985	35
		35	Т-2	5,6	1971	49
116.	Арбузово (ПС 728)	35	Т-1	3,2	1959	61
		35	Т-2	5,6	1959	61
117.	Павлово-новая (ПС 729)	35	Т-1	6,3	1994	26
		35	Т-2	6,3	1994	26
118.	Отрадное (ПС 730)	35	Т-1	10	2012	8
		35	Т-2	10	2011	9
119.	Путилово №731	35	Т-1	6,3	2017	3
		35	Т-2	6,3	2017	3
	Итого по филиалу НлЭС	20	40	230,7		
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Санкт-Петербургские Высоковольтные электрические сети»						
120.	Ирмино (ПС Ирм)	35	Т-1	6,3	2017	3
		35	Т-2	6,3	2017	3
121.	Низино (ПС Нз)	35	Т-1	10	2008	12
		35	Т-2	10	2008	12
122.	Токсово (ПС 601)	35	Т-1	16	2012	8
		35	Т-2	16	2016	4
123.	Касимово (ПС 607)	35	Т-1	16	2010	10
		35	Т-2	16	2010	10
124.	Щеглово (ПС 631)	35	Т-1	6,3	1990	30
		35	Т-2	6,3	1990	30
125.	Дунай (ПС 632)	35	Т-1	4	1967	53
		35	Т-2	4	1967	53
126.	Девяткино (ПС 50)	35	Т-1	6,3	1973	47
		35	Т-2	6,3	1986	34
127.	СВС (ПС 630)	35	Т-1	6,3	1966	54
		35	Т-2	6,3	1969	51
128.	Ладожское озеро (ПС 633)	35	Т-1	4	1987	33
		35	Т-2	4	1987	33
129.	Романовка (ПС 635)	35	Т-1	16	2015	5
		35	Т-2	16	2016	4
130.	Ваганово (ПС 636)	35	Т-1	6,3	2016	4
		35	Т-2	6,3	2014	6
131.	Ладожская насосная (ПС 638)	35	Т-1	6,3	2003	17
		35	Т-2	6,3	2007	13
132.	Красная звезда (ПС 639)	35	Т-1	16	2010	10
		35	Т-2	16	2010	10
133.	Пугарево (ПС 640)	35	Т-1	3,2	1964	56
134.	Завод Сокол (ПС 52)	35	Т-1	10	1981	39
		35	Т-2	10	1980	40
135.	Заневская (ПС 641)	35	Т-1	6,3	2017	3
136.	РЦ-11 (ПС 713)	35	Т-1	10	1970	50
		35	Т-2	10	1971	49
137.	Тельмана (ПС 715)	35	Т-1	6,3	1970	50
		35	Т-2	6,3	1970	50
	Итого по филиалу ВС	18	34	301,7		
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Тихвинские электрические сети»						
138.	Ново-Андреево (ПС 15)	35	Т-1	6,3	1990	30
		35	Т-2	6,3	1990	30
139.	Окулово (ПС 14)	35	Т-1	2,5	1984	36
140.	Бор (ПС 2)	35	Т-1	6,3	1972	48
		35	Т-2	6,3	1989	31

ПС п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
141.	Ганьково (ПС 11)	35	T-1	2,5	1984	36
142.	Климово (ПС 17)	35	T-1	4	1984	36
		35	T-2	4	1984	36
143.	Коськово (ПС 6)	35	T-1	6,3	1990	30
		35	T-2	6,3	1990	30
144.	Маркули (ПС 13)	35	T-1	3,2	1952	68
		35	T-2	2,5	1977	43
145.	Михалево (ПС 10)	35	T-1	2,5	1987	33
		35	T-2	3,2	1961	59
146.	Обрино (ПС 9)	35	T-1	6,3	2016	4
		35	T-2	6,3	2016	4
147.	Пашозеро (ПС 12)	35	T-1	2,5	1984	36
		35	T-2	2,5	1984	36
148.	Пяхта (ПС 5)	35	T-1	2,5	1992	28
		35	T-2	2,5	1992	28
149.	Радогошь (ПС 16)	35	T-1	1	1981	39
		35	T-2	1	1981	39
150.	Тихвин (ПС 4)	35	T-1	6,3	1983	37
		35	T-2	6,3	1983	37
151.	ЦРП Кириши (ПС 40)	35	T-1	25	2013	7
		35	T-2	25	2013	7
Итого по филиалу ТхЭС		14	26	149,4		
Итого ПАО «Россети Ленэнерго»		146	276	1791,9		
АО «ЛОЭСК»						
152.	Приморская	35	T-1	4	1976	44
		35	T-2	4	1981	39
153.	Вещевская	35	T-1	2,5	2011	9
		35	T-2	2,5	2011	9
154.	Ладога	35	T-1	10	2010	10
		35	T-2	10	2010	10
155.	Дружная Горка (ПС Дрг)	35	T-1	3,2	1952	68
		35	T-2	4	2013	7
156.	Малукса (ПС 733)	35	T-1	3,2	1977	43
		35	T-2	0,56	1952	68
157.	Петрокрепость (ПС 727)	35	T-1	6,3	1975	45
		35	T-2	6,3	1975	45
158.	Радофинниково	35	T-1	1,8	1961	59
159.	Лада	35	T-1	4	2004	16
		35	T-2	6,3	2006	14
160.	Морозовская (ПС 515)	тр-р 35	T-1	10	2019	1
		тр-р35	T-2	10	2019	1
161.	Итого АО «ЛОЭСК»	9	17	88,66		
ОАО «РЖД»						
162.	Тяговая-17 (Новинка)	35	ТПВ	6,3	1987	33
163.	Тяговая-12 (Строганово)	35	T-2	4	1971	49
164.	Тяговая-7 (Вырица)	35	T-2	2,5	1962	58
165.	Тяговая-19 (Владимирская)	35	ТПВ	16	1989	31
166.	Тяговая-4 (Пудость)	35	T-1	6,3 (тр-р на балансе ПАО «Россети Ленэнерго»)	1977	43
167.	Пери -тяговая	35	T-1	6,3	1958	62
		35	T-2	6,3	1958	62
168.	Борисова Грива-тяговая	35	T-1	6,3	1966	54
		35	T-2	6,3	1966	54
169.	Петрокрепость (тяговая-10)	35	T-1	6,3	1967	53
		35	T-2	6,3	1967	53
170.	Токсово -тяговая	35	T-1	6,3	1978	42
172.	Васкелово-тяговая	35	T-1	6,3	1967	53

ПС п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС	Трансформаторы	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет
173.	Орехово-тяговая	35	Т-1	3,2	1961	59
		35	Т-2	4	1961	59
174.	Каннельярви	35	Т-1	16	2010	10
		35	Т-2	16	2010	10
		35	Т-3	1,6	2010	10
175.	Выборг -тяговая	35	ТП-1	12,5	2011	9
		35	ТП-2	12,5	2011	9
176.	Ушково	35	Т-1	6,3	1970	50
		35	Т-2	6,3	1970	50
		35	ТП-1	16	н/д	-
		35	ТП-2	16	н/д	-
Итого ОАО «РЖД»		14	24	189,6		
Северо-Западный филиал АО «Оборонэнерго»						
177.	Можайская (ПС 619)	35	Т-1	3,2	1966	54
178.	Осельки (ПС 604)	35	Т-1	10	1980	40
179.	Бобочинская	35	Т-2	6,3	2003	17
Итого АО «Оборонэнерго»		3	3	13,5		
Абонентские подстанции						
180.	Высокое	35	Т-1	6,3	н/д	-
		35	Т-2	6,3	н/д	-
181.	Елизаветинская (ПС 605)	35	Т-1	2,5	н/д	-
		35	Т-2	2,5	н/д	-
182.	Лебедь	35	Т-1	0,8	н/д	-
183.	КФОБ	35	Т-1	4	1973	47
		35	Т-2	4	1973	47
184.	Вуокса	35	Т-1	6,3	1966	54
		35	Т-2	6,3	1980	40
185.	Боровинка	35	Т-1	2,5	н/д	-
		35	Т-2	4	н/д	-
186.	ДСЗ	35	Т-1	10	н/д	-
		35	Т-2	10	н/д	-
187.	ЦПС (ПС 734)	35	-	нет данных	н/д	-
188.	Дубки	35	Т-1	2,5	н/д	-
189.	Лампово	35	Т-1	1,8	н/д	-
190.	Ухта	35	Т-1	1,8	н/д	-
191.	Полигон ТБО	35	Т-1	6,3	2015	5
192.	Насосная	35	Т-1	нет данных	н/д	-
193.	Шахта-1	35	-	нет данных	н/д	-
194.	Шахта-2	35	-	нет данных	н/д	-
195.	Шахта-3	35	-	нет данных	н/д	-
196.	ЦЭС (Ленинградсланец)	35	-	нет данных	н/д	-
197.	Тесово-2	35	Т-1	1,8	н/д	-
		35	Т-2	1,8	н/д	-
198.	ПС 40 ГОК	35	Т-1	4	н/д	-
		35	Т-2	2,5	н/д	-
199.	ПС 39 ВГЩЗ	35	Т-1	3,2	н/д	-
		35	Т-2	4	н/д	-
		35	Т-3	2,5	1971	49
200.	Кошкино	35	Т-1	0,4	н/д	-
Итого абоненты		21	31	98,1		

Приложение В. Перечень существующих ЛЭП 35 кВ и выше на территории Ленинградской области

Таблица В.1 - Перечень существующих ЛЭП 110 кВ и выше на территории Ленинградской области

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада										
1.	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская		750	5хАС-240/56	3000	3000	3000	1975	45	65,73
2.	ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – Ленинградская		750	5хАС-300/39	3000	3000	3000	1980	40	123,61
3.	ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская		750	5хАС-300/39	3000	3000	3000	2018	2	472,88
4.	ВЛ 400кВ Выборгская – Кюми ЛЛн-1		400	2хАС-400	2000	2000	1558	2000	20	42,54
5.	ВЛ 400кВ Выборгская – Юликкяля ЛЛн-2		400	2хАС-400	2000	2000	1558	1978	42	42,54
6.	ВЛ 400кВ Выборгская – Юликкяля ЛЛн-3		400	4хАС-400	2000	2000	1650	2002	18	48,51
				3хАС-400						
7.	ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Сясь		330	2хАСО-400/51	2000	2000	1736	1970	50	82,5
8.	ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск		330	2хАС-400/51	1600	1400	1000	1988	32	124,01
				2хАС-300/39						
9.	ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Тихвин-Литейный		330	2хАС-300/39	1630	1430	1010	1987	33	99,09
				2хАСКП-300/39						
10.	ВЛ 330 кВ Восточная – Выборгская I цепь		330	2хАС-300/39	2000	1866	1522	2000	20	81,18
				2хАС-500/64						
11.	ВЛ 330 кВ Восточная – Выборгская II цепь		330	2хАС300/39	2000	2000	1683	1979	41	78,9
				2хАС500/64						
12.	ВЛ 330 кВ Выборгская - Каменногорская		330	2хАС300/39	1250	1250	1250	2000	20	53,84
13.	ВЛ 330кВ Северо-Западная ТЭЦ–Выборгская		330	2хАС300/39	2000	2000	1738	1978	42	127,86
14.	ВЛ 330кВ Зеленогорск - Каменногорская		330	2хАС300/39	2000	2000	2000	2015	5	97,86
15.	ВЛ 330 кВ Гатчинская - Южная		330	2хАС-500/64	2000	2000	2000	1965	55	37,93
16.	ВЛ 330 кВ Ленинградская – Чудово		330	2хАС-400/51	2000	2000	1797	1963	57	82,69
				2хАС-500/64						
17.	ВЛ 330 кВ Ленинградская – Колпино I цепь		330	2хАС-500/64	2000	2000	1890	1982	38	21,78
18.	КВЛ 330 кВ Восточная - Колпино		330	2хАС-500/64	1420	1420	1420	2015	5	8,66
19.	ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Гатчинская		330	2хАС-500/64	2000	2000	2000	2012	8	104,5
				2хТАСРС/АСС-264/62						
20.	ВЛ 330 кВ Ленинградская - Южная I цепь		330	2хАС-500/64	1401	1271	977	1959	61	24,62
				1хАС-600/72						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
				2хАСО-600						
21.	ВЛ 330 кВ Ленинградская - Южная II цепь		330	2хАС-400/93 2хАС-500/64 1хАС-600/72	1401	1271	977	1959	61	24,47
22.	ВЛ 330 кВ Восточная - Южная		330	2хАС-500/64	2000	2000	1890	1964	56	15,72
23.	ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС - Чудово		330	АС-500/64	2000	2000	2000	1969	51	47,83
24.	КВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС - Восточная I цепь		330	2хАС-400/51 2хАС-500/64, 2хАС-500/27	1420	1420	1420	1979	41	81,65
25.	КВЛ 330 кВ Ленинградская- Центральная		330	2хАС-500/64 2хАС-400/51 НХСНВМК-2F 1х2000/300/330 kV	1420	1420	1420	1965	55	15,78
26.	ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС - Восточная II цепь		330	АС-400/51	2000	2000	1890	1973	47	90
27.	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС - Восточная		330	2хАС-600/72 2хАС-500/64	2000	2000	1742	1974	46	112,38
28.	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС - Гатчинская		330	2хАС-600/72	2000	2000	1954	1974	46	93,81
29.	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС - Западная		330	2хАС-600/72	2000	2000	1954	1972	48	76,27
30.	КВЛ 330 кВ Западная - Пулковская		330	2хАС-600/72 2хXS(FL)2Y 1х1600RMS/240	2000	2000	1954	2014	6	57,37
31.	КВЛ 330 кВ Восточная - Ржевская I цепь		330	2хАС-500/64	971	971	971	2015	5	8,42
32.	КВЛ 330 кВ Восточная - Ржевская II цепь		330	2хАС-500/64	971	971	971	2008	12	9,78
33.	ВЛ 330 кВ Восточная - Октябрьская I цепь		330	2хАС-500/64	2000	2000	2000	2011	9	5,53
34.	ВЛ 330 кВ Восточная - Октябрьская II цепь		330	2хАС-500/64	2000	2000	2000	2011	9	5,78
35.	ВЛ 330 кВ Колпино - Ленинградская II цепь + ВЛ 330 кВ Колпино - Восточная II цепь		330	2хАС-500/64	2000	2000	1890	2006	14	52,28
36.	КВЛ 330 кВ Восточная – Волхов-Северная I цепь		330	2хАС-300/39 2хXS(FL)2Y 1х1200RMS/30 4 4FO 190/330 kV	1140	1140	1140	2009	11	4,13
37.	ВЛ 330 кВ Восточная - Выборгская I цепь		330	2хАС-300/39	2000	1866	1522	2010	10	49,79

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
				2хАС-500/64						
38.	ВЛ 330 кВ Северо- Западная ТЭЦ - Восточная		330	2хАС-500/64	2000	2000	1742	1978	42	53,26
39.	ВЛ 330 кВ Восточная - Выборгская II цепь		330	2хАС300/39	2000	2000	1683	2011	9	54,37
				2хАС500/64						
40.	КВЛ 330 кВ Восточная - Парнас		330	2хАС-500/64	2000	2000	2000	1972	48	32,64
				2х(НХСНВМК-4F 1х1600/330)						
41.	КВЛ 330 кВ Северная - Парнас		330	2хАС-500/64	2000	2000	2000	1986	34	19,96
				2х(НХСНВМК-4F 1х1600/330)						
42.	ВЛ 330 кВ Северо-Западная ТЭЦ - Зеленогорск		330	2хАС-500/64	2000	2000	1683	2000	20	57,29
				2хАС-300/39						
43.	ВЛ 330 кВ Копорская - Гатчинская		330	2хАС-600/72	2000	2000	1876	2014	6	94,71
44.	КВЛ 330 кВ Восточная – Ржевская I цепь		330	2хАС-500/64	971	971	971	2011	9	3,87
				2хXS(FL)2Y						
				1х1600RMS/300+FO 190/330кВ 2хXS(FL)2Y 1х1200RMS/240 190/330кВ						
45.	КВЛ 330 кВ Восточная - Волхов-Северная II цепь		330	2хАС-300/39	1140	1140	1140	2017	3	1,07
				2хXS(FL)2Y						
				1х1200RMS/304 4FO 190/330кВ						
46.	КВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Восточная I цепь		330	2хАС-400/51	1420	1420	1420	2015	5	0,48
				2хАС-500/64,						
				2хАС-500/27						
				2хXS(FL)2Y						
				1х1600RMS/300+FO 190/330кВ						
47.	ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Виру		330	2хАС-500/64				1964	56	35,14
				2хАСО-300						
48.	ВЛ 330 кВ Кингисеппская- Псков		330	2хАС-300/39	1774	1609	1234	1980	40	82,9
49.	ВЛ 330 кВ Гатчинская – Лужская		330	2хАС-300	1832	1704	1420	2013	7	92,32
				2хАС-500						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
50.	ВЛ 330 кВ Лужская - Псков		330		2000	2000	2000	2018	2	160,7
51.	КВЛ 330 кВ Копорская - Пулковская		330	2хАС-600/72 2хПвП(п)у2Гж 1х1600/350 ОВММ 2х4 - 190/330 кВ	2000	2000	2000	2018	2	89,88
52.	ВЛ 220 кВ Заостровье – Сясь с отпайкой (отпайка на ПС 220 кВ Юги)		220	АСУ-450 САГ- 228 АС-300 АС-400	600	600	475	1946	74	68,42
53.	ВЛ 220 кВ Нижне- Свирская ГЭС (ГЭС 9) – Сясь с отпайками (отпайки - на ПС 220 кВ Паша и на ПС 220 кВ Лодейнопольская)		220	1хАС-400/72 1хАС-400/51	814	739	566	1952	68	100,15
54.	Отпайка на Лодейное Поле Л-202		220	АС-240	806		554	1952	68	5,19
55.	ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12) – Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9) 1цепь с отпайками		220	АСУ-300	300	300	300	1951	69	29,79
56.	ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС (ГЭС-12) – Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9) 2цепь с отпайкой на ПС Подпорожская		220	АС-300 АСУ- 300	300	300	300	1953	67	29,66
57.	ВЛ 220 кВ Пикалевская – Тихвин-Литейный		220	АС-300	600	600	600	1961	59	40,79
58.	ВЛ 220 кВ Н,Свирская ГЭС (ГЭС-9) – Заостровье с отпайкой (отпайка - на ПС 220 кВ Лодейнопольская)		220	АС-400 АСУ- 450 АСУ-400 АС-240	300	300	300	1933	87	31,46
59.	ВЛ 220кВ Сясь – Тихвин-Литейный 1цепь		220	АС-300	600	600	600	1961	59	85,02
60.	ВЛ 220кВ Сясь – Тихвин-Литейный 2цепь		220	АС-300	936	843	627	1971	49	85,21
61.	ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС - Древлянка		220	АСО-500 АСО- 240				1963	57	31,35
62.	ВЛ 220 кВ Ручьи - Полупроводники		220	1хАС-600/72	1500	1500	1500	1946	74	10,78
63.	ВЛ 220 кВ Восточная - Чесменская с отпайкой на ПС Южная		220	1хАЛДР-430 1хАС-400/73 1хАС-400/51 1хАС-600/72 2хXS(FL)2Y 1х1400	1000	1000	830	1946	74	10,94

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
64.	ВЛ 220 кВ Ручьи - Парголово		220	АС-600 АСО-600	1000	1000	1000	1972	48	15,25
65.	ВЛ 220 кВ Сясь - Колпинская № 1		220	АС-400/51 АСУ-450 АЛДР-430	582	566	475	1933	87	42,43
66.	ВЛ 220 кВ Сясь - Колпинская № 2		220	АС-400/51 АСУ-450 АЛДР-430 САГ-228	582	566	475	1952	68	54,87
67.	Участок ВЛ 110 кВ Зеленогорск - Красносельская (ПС 331) с отп, на ПС Победа (ПС 158) (Рошинская-5) / ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Первомайская (ПС 375) (Рошинская- 7)		110	АС-150 М-95 АС-300	569/600	525/538	425/452	2015	5	1,37
68.	Участок ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Зеленогорская (ПС 41) №1 (Рошинская-11) / ВЛ 110 кВ Зеленогорск - Зеленогорская (ПС 41) №2 (Рошинская-12)		110	АС-300	600	563	452	2015	5	0,67
69.	Участок ВЛ 110 кВ Зеленогорск - Лупполово (ПС 365) с отп, на ПС 110 кВ Дюны (ПС 127) (Рошинская-3) / ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Сертолово (ПС 537) с отп, на ПС 110 кВ Дюны (ПС 127)(Северная-4)		110	АС-300	710/710	710/710	690/690	2015	5	1,38
70.	Участок ВЛ 110 кВ Зеленогорск - Зеленогорская (ПС 41) №3 (Рошинская-13) / ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Огоньки (ПС 315) (Рошинская-14)		110	АС-300	600/800	600/800	452/724	2015	5	1,32
71.	ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС (ГЭС-11) (оп,8) - Гос, граница Иматра-1		110	АС-300				1962	58	1,76
72.	КВЛ 110 кВ Восточная- Кудрово	Янинская 5	110	АС-240 АС-300 АС-400 ПвПу2г-1х630	610	610	610	2015	5	0,28
73.	ВЛ 110 кВ Восточная - Охтинская II цепь	Янинская 7	110	АС-600	999	914	724	2015	5	0,24
74.	ВЛ 110 кВ Восточная- Охтинская III цепь	Янинская 8	110	АС-300	999	914	724	2015	5	0,24
75.	ВЛ 110 кВ Восточная- ПП Правобережный с отпайкой на ПС Правобережная	Янинская 9	110	АС-300 АС-400	580	580	580	2015	5	0,29
76.	ВЛ 110 кВ Октябрьская - Восточная с отпайкой	Янинская 10	110	АС-400 АС-300	825	825	720	2015	5	0,29

№ п/п	Наименование ЛЭП на ПП Правобережный	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ) Nexans-1x630RM	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина
					-5°С	+5°С	+25°С			ЛЭП, км
ПАО «Россети Ленэнерго»										
77.	ВЛ 110 кВ Манушкино–Разметелево - Колтуши с отпайкой на ПС 110 кВ Мельничный ручей	Всеволожская-1	110	АС-185, АС-240	600	600	520	1964	56	21,87
78.	ВЛ 110 кВ Восточная- коммунальная-Ильинка	Всеволожская-2	110	АС-300, АС-240, АС-185	600	600	520	1961	59	16,9
79.	ВЛ 110 кВ Новоржевская - Заневский пост	Всеволожская-3	110	М-120, АС-185, АС-300	600	600	520	1976	44	5,94
80.	ВЛ 110 кВ Ильинка - Колтуши	Всеволожская-4	110	АС-185, АС- 240	600	600	520	1993	27	7
81.	ВЛ 110 кВ Манушкино-Разметелево - Янино с отпайкой на ПС Мельничный ручей	Всеволожская-5	110	АС-240	863	790	627	1964	56	21,7
82.	ВЛ 110 кВ Манушкино-Разметелево - ЗАО Форд- Всеволожск I цепь	Всеволожская-6	110	АС-120, АС- 185	529	488	392	1989	31	15,34
83.	ВЛ 110 кВ Манушкино-Разметелево - ЗАО Форд- Всеволожск II цепь	Всеволожская-7	110	АС-120, АС- 185	529	488	392	1989	31	15,34
84.	ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС - Выборг-районная с отпайкой на ПС Лужайка	Выборгская-1	110	АС-150, АС-185, АС-120	360	360	360	2003	17	66,78
85.	ВЛ 110 кВ Каменногорская-1- Выборг-Южная с отпайкой на ПС Лужайка	Выборгская-2	110	АС-120, АС- 150	529	488	392	1966	54	59,21
86.	ВЛ 110 кВ Выборгская - ПГВ-2 Светогорского ЦБК	Выборгская-3	110	АС-185, АСКП-300	600	600	520	1986	34	53
87.	ВЛ 110 кВ Выборг- районная-Выборг-Южная	Выборгская-4	110	АС-120, АС- 240	529	488	392	1969	51	5
88.	ВЛ 110 кВ Выборгская - Выборг-Южная	Выборгская-5	110	АС-240, АС-120, АС-185	529	488	392	1984	36	12
89.	ВЛ 110 кВ Выборгская - Выборг-Южная	Выборгская-6	110	АС-240	600	600	600	1984	36	12
90.	ВЛ 110 кВ Выборг- Районная - Портовая	Выборгская-7	110	АС-150, АСУС-185	600	600	452	2014	6	56,89
91.	ВЛ 110 кВ Выборг- Районная - Портовая	Выборгская-8	110	АС-150, АСУС-185	600	600	452	2012	8	56,89
92.	ВЛ 110 кВ Каменногорская -ПГВ-2 Светогорского ЦБК	Вуоксинская-1	110	АСКП-240	600	600	600	2007	13	29,2
93.	ВЛ 110 кВ ПГВ-3	Вуоксинская-2	110	АСО-300,	600	600	600	1963	57	0,08

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
	Светогорского ЦБК - ПГВ- 1 Светогорского ЦБК			АСКП-240						
94.	ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС - ПГВ-1 Светогорского ЦБК	Вуоксинская-3	110	АС-300	720	720	720	1963	57	1,45
95.	ВЛ 110 кВ ПГВ-3 Светогорского ЦБК - Каменногорская	Вуоксинская-4	110	АС-300, АС-240, АСКП-240, АСКП-300	600	600	600	2008	12	30,03
96.	ВЛ 110 кВ ПГВ-2 Светогорского ЦБК -ПГВ-3 Светогорского ЦБК	Вуоксинская-5	110	АСКП-240	600	600	600	2008	12	0,9
97.	ВЛ 110кВ Каменногорская - Лосиная	Вуоксинская-6	110	АС240/32	600	600	600	2015	5	33,93
98.	ВЛ 110кВ Каменногорская - Земляничная	Вуоксинская-7	110	АС240/32	600	600	600	2015	5	16
99.	ВЛ 110кВ Земляничная - Ромашки	Вуоксинская-8	110	АС240/32	600	600	600	2015	5	36,03
100.	ВЛ 110кВ Лосиная - Ромашки	Вуоксинская-9	110	АС240/32	600	600	600	2015	5	17,97
101.	ВЛ 110 кВ Гарболовская-1 ВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - Гарболовская с отпайкой на ПС ГИПХ	Гарболовская-1	110	АСО-300, АС-185	707	647	520	1977	43	33,1
102.	ВЛ 110 кВ Гарболовская-2 ВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - Гарболовская с отпайкой на ПС ГИПХ	Гарболовская-2	110	АСО-300, АС-185	707	647	520	1977	43	33,1
103.	ВЛ 110 кВ Гарболовская - Сосновская с отпайкой на ПС Запорожская	Громовская-1	110	АС-150	600	563	452	1977	43	66,42
104.	ВЛ 110 кВ Гарболовская - Новожилово с отпайкой на ПС Запорожская	Громовская-2	110	АС-150	600	563	452	1977	43	47
105.	ВЛ 110 кВ Громово - Петяярви с отпайкой ПС Мичуринская	Громовская-3	110	АС-150	600	563	452	1977	43	51,5
106.	ВЛ 110 кВ Сосновская - Петяярви	Громовская-4	110	АС-150	600	563	452	1977	43	21,5
107.	ВЛ 110 кВ Громово - Сосновская с отпайкой на ПС Мичуринская	Громовская-5	110	АС-150	600	563	452	1977	43	67
108.	ВЛ 110 кВ Новожилово - Сосновская	Громовская-6	110	АС-150	600	563	452	1977	43	19,48
109.	ВЛ 110 кВ Мельничный Ручей - Лепсари	Ириновская-1	110	АС-95, АС-120	460	423	341	1980	40	15,8
110.	ВЛ 110 кВ ГПП-2 п/я Г-4093 - Лепсари	Ириновская-2	110	АС-95	460	423	341	1980	40	26,3
111.	ВЛ 110 кВ Восточная - Восточная-коммунальная с отпайкой на ПС СВС Кудрово	Кудровская-1	110	АСО-300	992	870	724	1979	41	2
112.	ВЛ 110 кВ Восточная - СВС Кудрово	Кудровская-2	110	АСО-300	707	647	520	1979	41	2

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
113.	ВЛ 110 кВ Каменногорская - Кузнечная с отпайкой на ПС Мельниково	Кузнечная-1	110	АС-120	529	488	392	1961	59	67
114.	ВЛ 110 кВ Каменногорская - Бородинская	Кузнечная-2	110	АС-120	529	488	392	1961	59	19,4
115.	ВЛ 110 кВ Бородинская - Кузнечная с отпайкой на ПС Мельниково	Кузнечная-4	110	АС-120	529	488	392	1990	30	49,57
116.	ВЛ 110кВ Ромашки - Лосиная	Лосевская-1	110	АС240/32	600	600	600	2015	5	0,14
117.	ВЛ 110кВ Ромашки - Лосиная	Лосевская-2	110	АС240/32	600	600	600	2015	5	0,28
118.	ВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - Лаврики	Муринская-1	110	АСО-300, ПвПу2г	869	869	724	1971	49	5,22
119.	КВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - ПГВ-2 Светлана с отпайкой на ПС Мобильная	Муринская-2+К-140	110	АС-300, АСО-300, МНСК	999	914	724	1971	49	5
120.	ВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - Сосновская с отпайкой на ПС 3-д «Светлана»	Муринская-3	110	АС-300, АСО-300	600	600	600	1971	49	5
121.	ВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - Муринская водопроводная станция	Муринская-4	110	АС-300, АСО-300	999	914	724	1973	47	5
122.	ВЛ 110 кВ Манушкино-Разметелево - НПС-2 Насосная I цепь	Насосная-1	110	АС-120, АС- 240	529	488	392	1989	31	2,3
123.	ВЛ 110 кВ Манушкино-Разметелево - НПС-2 Насосная II цепь	Насосная-2	110	АС-120, АС-240, АС-185	529	488	392	1989	31	1,9
124.	КВЛ 110кВ Восточная - Коллонтай	Оккервильская-1	110	АСО-300, ПвПу2г	705	705	705	2012	8	2
125.	ВЛ 110 кВ Приозерская - Громово с отпайкой на ПС Плодовое	Отраденская-1	110	АС-120	529	488	392	1976	44	51
126.	ВЛ 110 кВ Приозерская - Мюллюпельто с отпайкой на ПС Плодовое	Отраденская-2	110	АС-120	529	488	392	1976	44	18
127.	ВЛ 110 кВ Мюллюпельто - Громово	Отраденская-3	110	АС-120	529	488	392	1976	44	35,3
128.	ВЛ 110 кВ Парголовская-1 ВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - Лупполово	Парголовская-1	110	АС-300, АСО-300	710	710	690	1973	47	19,1
129.	ВЛ 110 кВ Парголовская-2 ВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - Мега-Парнас	Парголовская-2	110	АСО-500	999	914	724	1984	36	7,2
130.	ВЛ 110 кВ Парголовская-3 ВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - Адаманти с отпайкой на ПС Парнас-коммунальная	Парголовская-3	110	АСО-500	999	914	724	1984	36	9,1
131.	ВЛ 110 кВ Парголовская-4 ВЛ 110 кВ Северная ТЭЦ - Сертолово	Парголовская-4	110	АС-300, АСО-300	690	690	690	1973	47	24,2

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
132.	ВЛ 110 кВ Кузнечная - Приозерский мебельный к- т	Приозерская-1	110	АС-120, АС- 150	529	488	392	1977	43	21,84
133.	ВЛ 110 кВ Кузнечная - Приозерская	Приозерская-2	110	АС-120	529	488	392	1977	43	19,04
134.	ВЛ 110 кВ Каменногорская-1- Лейпясую	Роцинская-1	110	М-95, АС-120, АС-150	529	488	392	1941	79	52,9
135.	ВЛ 110 кВ Каменногорская-1- Возрождение	Роцинская-2	110	МГ-95, АС-150	529	488	392	1941	79	15,82
136.	ВЛ 110 кВ Зеленогорск - Лупполово с отпайкой на ПС Дюны	Роцинская-3	110	АСО-300	710	710	690	1941	79	41,83
137.	ВЛ 110 кВ Лейпясую- Первомайская с отпайкой на ПС Победа	Роцинская-4	110	МГ-95, АС-150	569	525	425	1941	79	45,3
138.	ВЛ 110 кВ Зеленогорская - Красносельская - с отпайкой на ПС Победа	Роцинская-5	110	МГ-95, АС-150, АСО-300	569	525	425	1941	79	49
139.	ВЛ 110 кВ Возрождение - Красносельская	Роцинская-6	110	МГ-95, АС-150	529	488	392	1941	79	59
140.	ВЛ 110 кВ Зеленогорская - Первомайская	Роцинская-7	110	АС-150, АСО-300	600	563	452	2009	11	24,1
141.	ВЛ 110 кВ Огоньки - Зеленогорская	Роцинская-10	110	АСО-300	600	563	452	2012	8	11,5
142.	ВЛ 110кВ Зеленогорск - Зеленогорская	Роцинская-11	110	АСО-300	600	563	452	2015	5	9
143.	ВЛ 110кВ Зеленогорск - Зеленогорская	Роцинская-12	110	АСО-300	600	563	452	2015	5	9
144.	ВЛ 110кВ Зеленогорск - Зеленогорская	Роцинская-13	110	АСО-300	600	563	452	2015	5	9,38
145.	ВЛ 110кВ Зеленогорск - Огоньки	Роцинская-14	110	АСО-300	800	800	724	2015	5	4,37
146.	ВЛ 110 кВ Выборгская- Советск с отпайкой на ПС Терминал	Советская-1	110	АС-240	600	563	452	2002	18	29,1
147.	ВЛ 110 кВ Выборгская- Советск с отпайкой на ПС Терминал	Советская-2	110	АС-240	600	563	452	2002	18	29,1
148.	ВЛ 110 кВ Северная-1 ВЛ 110 кВ Восточная - Новоржевская	Северная -1	110	АСО-300	600	600	520	1966	54	2
149.	ВЛ 110 кВ Северная-2 ВЛ 110 кВ Восточная - Новоржевская	Северная -2	110	АС-300, АС-185, АСО-300	630	600	520	1966	54	2
150.	ВЛ 110 кВ Северная-4 ВЛ 110 кВ Зеленогорск - Сертолово с отпайкой на ПС Дюны	Северная -4	110	АСО-300	999	914	724	1990	30	25,31
151.	ВЛ 110 кВ Лесогорская ГЭС - Каменногорская-1	Северная-6	110	МГ-95	529	488	392	1941	79	15,6
152.	ВЛ 110 кВ Лесогорская ГЭС - Каменногорская-	Северная-9	110	М-95	529	488	392	1941	79	15,6

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
	1									
153.	ВЛ 110 кВ Лесогорская ГЭС - Светогорская ГЭС	Северная-10	110	АС-120	529	488	392	1997	23	8,1
154.	ВЛ 110 кВ Каменногорская-1 - Каменногорская I цепь	Северная-11	110	АС-120	529	488	392	1961	59	9,5
155.	ВЛ 110 кВ Каменногорская-1 - Каменногорская II цепь	Северная-12	110	АС-120	529	488	392	1961	59	9,5
156.	ВЛ 110 кВ Лесогорская ГЭС - Светогорская ГЭС	Северная-13	110	АС-300	600	600	600	1947	73	5,75
157.	ВЛ 110 кВ Ручьи - Турбоатомгаз I цепь	Токсовская-1	110	АСО-300	600	600	600	1983	37	3,36
158.	ВЛ 110 кВ Ручьи - Турбоатомгаз I цепь	Токсовская-2	110	АСО-240, АСО-300	600	600	600	1983	37	3,36
159.	КВЛ 110 кВ Янинская -1 + К-137 ВЛ 110 кВ Восточная - Магнитогорская-новая II цепь	Янинская - 1	110	АС-300, АСО-300, МНСК	529	488	392	1968	52	2
160.	ВЛ 110 кВ Янинская -2 ВЛ 110 кВ Восточная - Охтинская I цепь	Янинская - 2	110	АС-300, АСО-300	999	914	724	1968	52	2
161.	ВЛ 110 кВ Янинская -4 ВЛ 110 кВ Восточная - Октябрьская с отпайками	Янинская - 4	110	АСО-500, АСО-300, АС-185	992	870	724	1967	53	2
162.	КВЛ 110 кВ Янинская -5 + К-156 КВЛ 110 кВ Восточная - Кудрово	Янинская - 5	110	АСО-240, ПвПу2г	610	610	610	1966	54	2,8
163.	ВЛ 110 кВ Янинская -6 ВЛ 110 кВ Восточная - Янино	Янинская - 6	110	АС-240, АС-300, АСО-300	863	790	627	1959	61	3,8
164.	КВЛ 110 кВ Янинская-7+К-105 КВЛ 110 кВ Восточная - ЭС-2 Центральной ТЭЦ - Охтинская II цепь	Янинская - 7	110	АСО-600, МНСК	999	914	724	1983	37	2
165.	КВЛ 110 кВ Янинская -8 КВЛ 110 кВ Восточная - Охтинская III цепь	Янинская - 8	110	АСО-600	999	914	724	1983	37	2
166.	ВЛ 110 кВ Янинская -9 ВЛ 110 кВ Восточная - ПП Правобережный с отпайками	Янинская - 9	110	АСО-300, АСО-400	580	580	580	1974	46	4,7
167.	ВЛ 110 кВ Янинская -10 ВЛ 110 кВ Восточная - Октябрьская с отпайкой на ПС Пролетарская-Дудко	Янинская - 10	110	АСО-400, АС-300	825	825	720	1974	46	4,7
168.	ВЛ 110 кВ Гатчинская - Ленинградская кар-	Антропшинская-1	110	АС-300	600	563	425	1983	37	22,3

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
	тонная ф-ка									
169.	ВЛ 110 кВ Антропшинская-2 ВЛ 110 кВ Ленинградская - Павловск	Антропшинская-2	110	АС-300	600	600	520	1982	38	19,4
170.	ВЛ 110 кВ Ленинградская - Ленинградская картонная ф-ка	Антропшинская-3	110	АС-300	600	600	600	1982	38	14,6
171.	ВЛ 110 кВ Антропшинская-4 ВЛ 110кВ Павловск - Ленинградская картонная ф-ка	Антропшинская-4	110	АС-300	600	600	520	1982	38	5,66
172.	ВЛ 110 кВ Институт - Верево	Балтийская-1	110	АС-150				1968	52	9
173.	ВЛ 110 кВ Гатинская - Институт с отпайкой на ПС Промзона-1	Балтийская-2	110	АС-150	600	563	452	1957	63	9,3
174.	ВЛ 110 кВ Ломоносовская - Дамба-3	Балтийская-3	110	АСО-240	529	488	392	1961	59	11,4
175.	ВЛ 110 кВ Скворицы - Русско-Высоцкая	Балтийская-4	110	АС-150	600	563	452	1959	61	6,9
176.	ВЛ 110 кВ Русско-Высоцкая с - Ломоносовская отпайками	Балтийская-5	110	АС-150	600	563	452	1965	55	31,5
177.	ВЛ 110 кВ Мартышкино- Встреча с отпайками	Балтийская-6	110	АС-150	600	563	452	1970	50	25,5
178.	ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС -Ломоносовская с отпайками	Балтийская -7	110	АС-120	600	600	600	1977	43	52
179.	ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС - Ломоносовская сотпайками	Балтийская -8	110	АС-120	600	600	600	1977	43	52
180.	ВЛ 110 кВ Встреча – Русско - Высоцкая	Балтийская-9	110	АС-120	600	563	452	1965	55	6
181.	ВЛ 110 кВ Русско- Высоцкая - Краснсельская	Балтийская-10	110	АС-150	600	563	452	1977	43	7,8
182.	ВЛ 110 кВ Верево-КС-2	Балтийская-11	110	АС-150	450	450	450	1967	53	10,5
183.	ВЛ 110 кВ Гатчинская - Белогорка с отпайкой на ПС Вырица	Белогорская-2	110	АС-120	529	488	392	1977	43	30,9
184.	ВЛ 110 кВ Гатчина - Волосово с отпайкой на ПС Калитино	Волосовская-1	110	АС-120	400	400	392	1973	47	61,1
185.	ВЛ 110 кВ Гатчина - Волосово	Волосовская-2	110	АС-120	529	488	392	1973	47	58
186.	ВЛ 110 кВ Волосово - Вруда	Волосовская-3	110	АС-120	400	400	392	1978	42	19,3
187.	ВЛ 110 кВ Молосковицы - Яблоницы	Волосовская-5	110	АС-120	529	488	392	1986	34	14,4
188.	ВЛ 110 кВ Волосово - Клопицы	Волосовская-6	110	АС-120	529	488	392	1986	34	18,3
189.	ВЛ 110 кВ Сосновый Бор-2 - Копорье	Копорская-1	110	АС-70	200	200	200	1973	47	16,3
190.	ВЛ 110 кВ Сосновый Бор-2 - База отдыха с отпайкой на ПС Водозабор-2	Копорская-2	110	АС-70	200	200	200	1973	47	18,2
191.	ВЛ 110 кВ ЛАЭС - Водозабор-2	Копорская-5	110	АС-70, АС-185	368	339	273	1982	38	12,7

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
192.	ВЛ 110 кВ Гатчинская - Суйда	Лужская-1	110	АС-120	529	488	392	1958	62	7
193.	ВЛ 110 кВ Батово - Красный Маяк	Лужская-5	110	АС-120	529	488	392	1959	61	0,53
194.	ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС - Ленинградская АЭС	Нарвская-4	110	АС-150, АС- 240	600	563	452	1955	65	35,6
195.	ВЛ 110 кВ Поповка - Никольское ЛСР	Октябрьская-5	110	АС-150, АСО-300	863	790	627	2016	4	11,4
196.	ВЛ 110 кВ Ленинградская - Никольское ЛСР	Октябрьская-6	110	АС-150, АСО-300	630	630	630	1961	59	26
197.	ВЛ 110 кВ Рябово - Липки	Октябрьская-9	110	АС-120	600	563	452	1961	59	29,1
198.	ВЛ 110 кВ Гатчинская- Промзона-2 с отпайками	Прометей-1	110	АС-150	600	563	452	1973	47	14,52
199.	ВЛ 110 кВ Гатчинская- Скворицы с отпайками	Прометей-2	110	АС-150	600	563	452	1973	47	41,27
200.	ВЛ 110 кВ Гатчинская - Промзона-1	Промзона-1	110	АС-150	600	563	452	1973	47	5,12
201.	ВЛ 110 кВ Красносельский бум,комбинат - Красное Село	Промзона-4	110	АС-150	600	563	452	1987	33	5,33
202.	ВЛ 110 кВ КС-2 -Красносельский бум,комбинат	Промзона-3	110	АС-150	450	450	450	1985	35	9,59
203.	ВЛ 110 кВ ЛАЭС - Сосновый Бор-2 с отпайками	Сосновоборская-1	110	АС-120	529	488	392	1977	43	3,3
204.	ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС - Сосновый Бор-2 с отпайками	Сосновоборская-2	110	АС-120	460	423	392	1979	41	3,2
205.	ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС - Сосновый Бор-1 с отпайкой на ПС Коваши	Сосновоборская-3	110	АС-120	460	423	392	1978	42	8,2
206.	ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС - Сосновый Бор-1 с отпайкой на ПС Коваши	Сосновоборская-4	110	АС-120	460	423	392	1978	42	8,3
207.	ВЛ 110 кВ Бойлерная - Лебяжье	Сосновоборская-5	110	АС-120	529	488	392	1970	50	30,5
208.	ВЛ 110 кВ Дамба-3 - Лебяжье	Сосновоборская-6	110	АСО-240				1969	51	19,46
209.	ВЛ 110 кВ Ленинградская АЭС - Бойлерная	Сосновоборская-7	110	АС-120	529	488	392	1970	50	2,1
210.	ВЛ 110 кВ Ленинградская - Тосно-Новая I цепь	Форносовская-1	110	АС-120	600	563	452	1961	59	19,2
211.	ВЛ 110 кВ Ленинградская - РЦ-11	Форносовская -2	110	АС-150, АСО-300	600	563	452	1961	59	15,3
212.	ВЛ 110 кВ Ленинградская - Тосно-Новая II цепь	Форносовская -3	110	АС-120	600	563	452	1961	59	19,2
213.	ВЛ 110 кВ Тосно - Тосно-Новая	Форносовская -4	110	АС-120	600	563	452	2000	20	3
214.	ВЛ 110 кВ Тосно-Новая - Рябово	Форносовская -5	110	АС-120	600	563	452	2000	20	27,34
215.	ВЛ 110 кВ Померанье-Чудово с отпайкой ПС Бабино	Чудовская -1	110	АС-120	600	563	452	1961	59	33,8
216.	ВЛ 110 кВ Тосно - Померанье	Чудовская -2	110	АС-120	600	563	452	1963	57	42,6

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
217.	ВЛ 110 кВ Липки -Чудовос отпайкой на ПС Бабино	Чудовская -4	110	АС-120	600	563	452	1961	59	45,54
218.	ВЛ 110 кВ Копанское - Вистино	Вистинская - 1	110	АС-95	400	400	341	1980	40	16,7
219.	ВЛ 110 кВ Волосово - Вруда	Волосовская -4	110	АС-120	400	400	392	1978	42	17,7
220.	ВЛ 110 кВ Вруда - Молосковичи	Врудская - 2	110	АС-120	529	488	392	1978	42	18,1
221.	ВЛ 110 кВ Кингисеппская- Молосковичи с отпайкой на ПС Кингисепп-город	Кингисеппская-1+ Опольевская-1+ Опольевская-2	110	АС-300, АС- 120	529	488	392	1977	43	36,7
222.	ВЛ 110 кВ Кингисеппская - Кингисепп-Город	Кингисеппская - 2	110	АС-300, АС- 120	529	488	392	1977	43	4,3
223.	ВЛ 110 кВ Копорье - Велькота	Копорская - 3	110	АС-185	600	563	452	1978	42	21,3
224.	ВЛ 110 кВ Суйда - Батово с отпайкой на ПС Вырица	Лужская-2	110	АС-120	529	488	392	1962	58	25,2
225.	ВЛ 110 кВ Серебрянка - Дзержинка	Лужская-4	110	АС-120, АС- 150	529	488	392	1970	50	20,9
226.	ВЛ 110 кВ Батово-Красный Маяк	Лужская-5	110	АС-120	529	488	392	1959	61	20,27
227.	ВЛ 110 кВ Красный Маяк - Низовская	Лужская-6	110	АС-120	529	488	392	1959	61	11,45
228.	ВЛ 110 кВ Луга - Жельцы	Лужская-7	110	АС-120	529	488	392	1959	61	11
229.	ВЛ 110 кВ Дзержинка - Луга	Лужская-8	110	АС-120, АС-150	400	400	392	1970	50	13,2
230.	ВЛ 110 кВ Милодежь - Рогавка	Милодежская-1	110	АС-95	460	423	341	1980	40	31,2
231.	ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС - Фосфорит-1	Нарвская - 2	110	АС-240	529	488	392	1965	55	19,2
232.	ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС - Ленинградская АЭС	Нарвская - 4	110	АС-150, АС- 240	600	563	452	1955	65	81,16
233.	ВЛ 110 кВ Луга - Низовская	Низовская-1	110	АС-185, АС-120	529	488	392	1959	61	42,7
234.	ВЛ 110 кВ Серебрянка - Плюсса	Плюсская-2	110	АС-120	459	416	328	1970	50	10,4
235.	ВЛ 110 кВ Кингисеппская - Порт	Порт - 1	110	АС-150	600	563	452	2005	15	48,38
236.	ВЛ 110 кВ Кингисеппская - Порт	Порт - 2	110	АС-150	600	563	452	2005	15	48,38
237.	ВЛ 110 кВ Яблоницы - Сабск	Сабская - 1	110	АС-95	300	300	300	1977	43	24,6
238.	ВЛ 110 кВ Сабск - Осьмино	Сабская - 2	110	АС-95	300	300	300	1977	43	18,2
239.	ВЛ 110 кВ ООО «Сланцы» - Регенераторный завод	Сланцевская - 1	110	АС-150	400	400	392	1959	61	19,4
240.	ВЛ 110 кВ Сланцы-Цемент - ООО «Сланцы»	Сланцевская - 2	110	АС-240, АС- 120	400	400	392	1958	62	12,14
241.	ВЛ 110 кВ Регенераторный завод - Родина	Сланцевская - 3	110	АС-150	600	563	452	1960	60	24,56
242.	ВЛ 110 кВ Кингисеппская - Родина	Сланцевская - 4	110	АС-300, АС-150	600	563	452	1959	61	34,6
243.	ВЛ 110 кВ Сланцы-Цемент -Добручи	Сланцевская - 5	110	АС-240, АС-120	300	300	300	1958	62	8,37
244.	ВЛ 110 кВ Сланцы - Цемент - Кингисеппская с отпайкой на ПС Высокотка	Сланцевская - 6	110	АС-300, АС- 240	600	600	600	1978	42	74,6
245.	ВЛ 110 кВ Сланцы Цемент - Кингисеппская	Сланцевская - 7	110	АС-300, АС- 240	600	600	600	1960	60	58,4

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
246.	ВЛ 110 кВ Луга -Сырец	Сырецкая-1	110	АС-120	400	400	392	1978	42	35,35
247.	ВЛ 110 кВ Жельцы - Толмачево-тяговая	Толмачевская-1	110	АС-120	529	488	392	1959	61	1,9
248.	ВЛ 110 кВ Пехенец - Толмачево-тяговая	Толмачевская-4	110	АС-185, АС-120	529	488	392	1959	61	18,5
249.	ВЛ 110 кВ Луга-Торковичи	Толмачевская-2	110	АС-120, АС-185, АПС-120	529	488	392	1988	32	37,4
250.	ВЛ 110 кВ Белогорка - Пехенец	Толмачевская-3	110	АС-120, АС-185	529	488	392	1959	61	52,5
251.	ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС - Ленинградская АЭС с отпайкой на ПС Фосфорит- 1	Фосфоритская-1	110	АС-240	529	488	392	1955	65	119,2
252.	ВЛ 110 кВ Кингисеппская - Фосфорит-1	Фосфоритская-2	110	АС-300, АС- 240	600	600	600	1955	65	9,1
253.	ВЛ 110 кВ Фосфорит-1 - Фосфорит-4 с отпайкой на ПС Фосфорит-2	Фосфоритская-3 с отпайкой на ПС-317 Фосфорит-2	110	АС-300, АС- 240	600	600	600	1976	44	6,5
254.	ВЛ 110 кВ Кингисеппская - Фосфорит-1 с отпайкой на ПС Фосфорит-2	Фосфоритская-4 с отпайкой на ПС-317 Фосфорит-2	110	АС-300, АС- 240	800	790	627	1976	44	9,2
255.	ВЛ 110 кВ Кингисеппская - Фосфорит-4	Фосфоритская - 5	110	АС-300	600	600	600	1976	44	9,31
256.	ВЛ 110 кВ Милодеж - Чолово	Чоловская-1	110	АС-95	460	423	341	1989	31	24,1
257.	ВЛ 110 кВ Лодейное Поле - Алеховщина	Алеховщинская-1	110	АС-95	460	423	341	1979	41	48,3
258.	ВЛ 110 кВ Андроновская - Гоморовичи	Андроновская-1	110	АС-70, АС-120	200	200	200	1981	39	37,3
259.	ВЛ 110 кВ Назия -Мга	Апраксинская-1	110	АС-300	600	563	452	1925	95	21,3
260.	ВЛ 110 кВ Бережки - Теребочево	Бережковская-1	110	АС-95, АС-120, АС-185	600	600	520	1948	72	7,43
261.	ВЛ 110 кВ Вындин Остров - Бережки	Бережковская-2	110	АС-95, АС-120	460	423	341	1948	72	11,2
262.	ВЛ 110 кВ Валим -Вындин Остров	Бережковская-3	110	АС-185, АС-120, АС-95, АС-150	460	423	341	2011	9	11,8
263.	ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС -Пупышево	Волховская-1	110	М-95, АС-120, АС-150, АС-185, М-120	529	488	392	1927	93	14,1
264.	ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС-Волховстрой	Волховская-2	110	М-95, АС-120, АС-150, АС- 185	529	488	392	1927	93	5,2
265.	ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС - Валим	Волховская-3	110	АС-120, М-95, АС-185	529	488	392	1935	85	13,45
266.	ВЛ 110 кВ Сясь - Волховская ГЭС с отпайками	Волховская-4	110	АСО-300, АС-300	600	600	489	1965	55	32,3
267.	ВЛ 110 кВ Волхов - Сясь	Волховская-5	110	АСО-300	600	600	600	1965	55	28,7

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
268.	ВЛ 110 кВ Волховстрой- Шум с отпайкой на ПС Новый Быт	Волховская-6 с отпайкой на ПС 110 кВ Новый Быт (ПС 498)	110	М-95, АС-150,	569	525	425	1925	95	27,2
				АС-185						
269.	ВЛ 110 кВ Шум-Назия	Волховская-7	110	М-70, М-95,	456	420	341	1925	95	25,6
				АС-150						
270.	ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС - Волхов с отпайками	Волховская-8	110	АСО-300, АС-300	600	600	489	1965	55	3,9
271.	ВЛ 110 кВ Шум - Салют	Волховская-9	110	АС-120	529	488	392	1992	28	13,6
272.	ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ -Мгинская	Дубровская-1	110	М-95, АСО-240, АС-150	422	422	422	1949	71	8,26
273.	ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ - БТЭЦ2 с отпайками	Дубровская-2	110	АС-185, М-120	600	600	520	1953	67	20,36
274.	ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ - Металлострой с отпайками	Дубровская-3	110	АС-185, М-95,	500	500	425	1938	82	20,5
				АС-150						
275.	ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ - Ивановская	Дубровская-4	110	АС-185, М-120	600	600	489	1949	71	20,75
276.	ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ - Манушкино- Разметелево	Дубровская-5	110	АС-240	600	600	570	1957	63	16,2
277.	ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ - Кировский з-д ЖБИ	Дубровская-6	110	АС-240	600	600	570	1957	63	1,1
278.	ВЛ 110 кВ Кировский з-д ЖБИ - Невская Дубровка	Дубровская-7	110	АС-240	600	600	520	1957	63	9,6
279.	ВЛ 110 кВ Невская Дубровка -Манушкино-Разметелево	Дубровская-8	110	АС-240	600	600	520	1977	43	18,2
280.	ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ -Северная Птицефабрика	Дубровская-9	110	АС-240	529	488	392	1985	35	6,9
281.	ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ - Морозовская I цепь с отпайкой на ПС Невский судостроительный завод	Дубровская-10	110	АС-240, АСУ-240	600	600	600	1984	36	17,4
282.	ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ - Морозовская II цепь с отпайкой на ПС Невский судостроительный завод	Дубровская-11	110	АС-240, АСУ-240	600	600	600	1984	36	17,3
283.	ВЛ 110 кВ Колпино - Мга с отпайками	Колпинская-2	110	АС-150, М-95, АС-185, АСО-300	569	525	425	1947	73	16,9

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
284.	ВЛ 110 кВ Сясь - Колчаново	Колчановская-1	110	АС-70, АС-120	368	339	273	1980	40	12,5
285.	ВЛ 110 кВ Сясь - Колчаново	Колчановская-2	110	АС-70, АС-120	368	339	273	1980	40	12,5
286.	ВЛ 110 кВ Мга - Малукса	Малуксинская-1	110	АС-150	600	563	452	1973	47	30,77
287.	ВЛ 110 кВ Малукса-Жарок	Малуксинская-2	110	АС-150	600	563	452	1974	46	27,9
288.	ВЛ 110 кВ Сясь - Кисельня с отпайкой на ПС Новая Ладога	Мыслинская-1	110	АЖ-120, АС-120	529	488	392	1976	44	37,8
289.	ВЛ 110 кВ Волхов - Кисельня с отпайкой на ПС Новая Ладога	Мыслинская-2	110	АС-120	529	488	392	1976	44	36,6
290.	ВЛ 110 кВ Усадище - Валя	Мыслинская-3	110	АС-120, АС-150	529	488	392	1971	49	26,91
291.	ВЛ 110 кВ Мыслинская-4 ВЛ 110 кВ Валя - Культура	Мыслинская - 4	110	АС-120	529	488	392	1964	56	19,4
292.	ВЛ 110 кВ Волхов - Мыслинская	Мыслинская-5	110	АС-120, АС-150	529	488	392	1976	44	15,6
293.	ВЛ 110 кВ Мыслинская - Усадище	Мыслинская-6	110	АС-120	529	488	392	2001	19	0,07
294.	ВЛ 110 кВ Подпорожская - Никольская I цепь с отпайками	Никольская-1	110	АС-120, АС-50	529	488	392	1983	37	5,8
295.	ВЛ 110 кВ Подпорожская - Никольская II цепь с отпайками	Никольская-2	110	АС-120, АС-50	529	488	392	1983	37	5,8
296.	ВЛ 110 кВ Подпорожская-Белоусово I цепь с отпайками	Подпорожская-1	110	АС-150	300	300	300	1993	27	82
297.	ВЛ 110 кВ Подпорожская-Белоусово II цепь с отпайками	Подпорожская-2	110	АС-150	300	300	300	1993	27	82
298.	ВЛ 110 кВ ГЭС 12 - Подпорожская	Подпорожская-3	110	АС-150	300	300	300	1973	47	0,5
299.	ВЛ 110 кВ Назия - 75 км	Полянская-1	110	М-70, АС-150				1925	95	6
300.	ВЛ 110 кВ Пупышево - 75 км с отпайкой на ПС Новый Быт	Полянская-2 с отпайкой на ПС 110 кВ Новый Быт (ПС 498)	110	М-70, М-95, АС-120, М-120, АС-150, АПС-185	456	420	341	1925	95	38,4
301.	ВЛ 110 кВ Ивановская - Саперная-мебельная	Пелла-1	110	АС-185, М-120	456	420	341	1947	73	5,78
302.	ВЛ 110 кВ Синявино - Северная Птицефабрика	Синявинская-3	110	АС-120	529	488	392	1985	35	12,3
303.	ВЛ 110 кВ Синявино - Назия	Синявинская-1	110	АС-150, М-95	460	423	341	1935	85	13,02
304.	ВЛ 110 кВ Синявино - Мгинская	Синявинская-2	110	АС-150	600	563	452	1967	53	20,1
305.	ВЛ 110 кВ Бережки - Теремное	Теремное-3	110	АС-185	600	600	520	2012	8	7,43
306.	ВЛ 110 кВ Лодейное Поле - Шамокса I цепь	Шамокса-1	110	АС-95	460	423	341	1977	43	16,3
307.	ВЛ 110 кВ Лодейное Поле - Шамокса II цепь с отпайкой на ПС Рассвет	Шамокса-2	110	АС-95	460	423	341	1977	43	46,7

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
308.	ВЛ 110 кВ Алеховщина - Яровщина	Яровщинская-1	110	АС-95	460	423	341	1986	34	27,1
309.	ВЛ 110 кВ Рассвет - Яровщина	Яровщинская-2	110	АС-120	529	488	392	1986	34	23,7
310.	ВЛ 110 кВ Колпинская- Федоровская	Федоровская-1	110	АС-150, АСО-300	600	563	452	1958	62	10,17
311.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - Кайвакса с отпайкой на ПС Западная	Березовская-1	110	АС-120, АС-95	330	330	330	1987	33	17
312.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - Западная	Березовская-2	110	АС-120	300	300	300	2011	9	6,2
313.	ВЛ 110 кВ Бокситогорская - Дыми	Бокситогорская-1	110	АС-150, АС-120	529		392	1965	55	12,8
314.	ВЛ 110 кВ Дыми - Тихвин-город с отпайкой на ПС Сведвуд	Бокситогорская-2	110	АС-120	529	488	392	1965	55	16,3
315.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - Тихвин-город с отпайкой на ПС Сведвуд	Бокситогорская-3	110	АС-120	529	488	392	1967	53	5,78
316.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - ПГВ Бокситогорского глиноземного з-да с отпайкой на ПС Тихвин	Бокситогорская-4	110	АС-300, АС- 240	600	600	600	1988	32	32,7
317.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный – ПГВ Бокситогорского глиноземного з-да с отпайкой на ПС Сведвуд	Бокситогорская-5	110	АС-300, АС- 240	600	600	600	1988	32	32,9
318.	ВЛ 110 кВ Бокситогорская - ПГВ Бокситогорского глиноземного з-да	Бокситогорская-6	110	АС-150, АС- 240	529	488	392	1971	49	3,4
319.	ВЛ 110 кВ Газокомпрессорная - Ефимовская	Вологодская-1	110	АС-70, АС-120	529	488	392	1972	48	20,65
320.	ВЛ 110 кВ Чудцы - Ефимовская	Вологодская-2	110	АС-120	400	400	392	2002	18	1,57
321.	ВЛ 110 кВ Ефимовская - Подборовье	Вологодская-3	110	АЖ-120, АС-120	300	300	300	1973	47	23,6
322.	ВЛ 110 кВ Ефимовская- тяговая -Подборовье	Вологодская-4	110	АС-120	300	300	300	1973	47	27
323.	ВЛ 110 кВ Пикалевская - Пикалево ГКС	Газокомпрессорная	110	АС-70, АС-120	529	488	392	1981	39	18,3
324.	ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Жарок с отпайками	Жарок-1	110	АС-150, АСО-300	600	563	452	1974	46	33
325.	ВЛ110 кВ ПС№75 - Мозалево	Киприйская-1	110	АС-120, АС-150	300	300	300	1971	49	2,4
326.	ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Тигода	Киришская-1	110	М-70, АС-95, АС-120, АС-150, АСО-300, АС-185	300	300	300	1963	57	23,86
327.	ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Глажево с отпайкой на ПС НПС-1 Кириши	Киришская-2	110	АС-95, АС-185, АСО-300	460	423	341	1963	57	27,7

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
328.	ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Пчева с отпайками	Киришская-4	110	АС-150, АС-185, АСО-300	600	563	452	1973	47	20,8
329.	ВЛ 110 кВ Пикалевская- Глиноземная	ЛАТ-1	110	АС-150	600	563	452	1962	58	1,1
330.	ВЛ 110 кВ Пикалевская- Глиноземная	ЛАТ-2	110	АС-150	600	563	452	1962	58	1,1
331.	ВЛ 100кВ Подборовье - Ольеши	Лиственская	110	АС-120	300	300	300	1991	29	40,1
332.	ВЛ 110 кВ ПГВ Бокситогорского глиноземного завода - Мозолово	Мозалевская-1	110	АС-240, АС-120, АС-95	400	423	341	1971	49	19,3
333.	ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Штурм с отпайками	Пчевжа-1	110	АС-120, АС- 150	390	390	390	1976	44	41
334.	ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Штурм с отпайками	Пчевжа-2	110	АС-120, АСК-150, АС-185, АС-150	390	390	390	1976	44	41
335.	ВЛ 110 кВ Бокситогорская - Глиноземная	Пикалевская-1	110	АС-120, АС-70	456	420	341	1963	57	23,4
336.	ВЛ 110 кВ Теребочево - Глажево	Теребочевская-1	110	АС-185	600	563	452	1979	41	25,1
337.	ВЛ 110 кВ Теребочево - Пчева с отпайкой на ПС НПС-1 Кириши	Теребочевская-2	110	АС-150, АС- 185	529	488	392	1979	41	32,9
338.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - Культура	Тихвинская-1	110	АС-120	529		392	1969	51	18,2
339.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - ПГВ-2 Кировский з-д I цепь	Тихвинская-2	110	АС-240	400	400	400	1969	51	1,5
340.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - ПГВ-2 Кировский з-д II цепь	Тихвинская-3	110	АС-240	400	400	400	1969	51	1,5
341.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - ПГВ-1 Кировский з-д I цепь	Тихвинская-4	110	АС-240	600	600	600	1972	48	1,8
342.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - ПГВ-1 Кировский з-д II цепь	Тихвинская-5	110	АС-240	600	600	600	1972	48	1,8
343.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - ПГВ-3 Кировский з-д I цепь	Тихвинская-6	110	АС-150	300	300	300	1978	42	2,1
344.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - ПГВ-3 Кировский з-д II цепь	Тихвинская-7	110	АС-150	300	300	300	1978	42	2,1
345.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - ПГВ-4 Кировский з-д I цепь	Тихвинская-8	110	АС-300	600	600	600	1987	33	3,7
346.	ВЛ 110 кВ Тихвин-Литейный - ПГВ-4 Кировский з-д II цепь	Тихвинская-9	110	АС-300	600	600	600	1987	33	3,7
347.	ВЛ 110 кВ Ефимовская - Анисимово с отпайкой на ПС Сомино	Чагодощенская-2	110	АС-95, АЖ-120	426	396	330	1973	47	36,8

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
348.	ВЛ 110 кВ Пикалевская - Палуя	Чудовская-3	110	АС-120	300	300	300	2009	11	1,02
349.	ВЛ 110 кВ Тигода- Чудово	Чудская	110	М-70, АС-180, АС-120, АС- 150	400	400	392	1961	59	28
350.	ВЛ 110 кВ Пикалевская - Палуя	Шугозерская-1	110	АС-120, АС-70	368	339	273	1981	39	65,6
351.	ВЛ 110 кВ Выборг-южная - Мыс		110					2018	2	65,1
352.	Ответвления КВЛ 110 кВ Кингисеппская – Порт, КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть-Луга на ПС 110 кВ Куземкино		110					2019	1	2,4
АО «ЛОЭСК»										
353.	КВЛ 110 кВ Восточная – Слобода I цепь		110	АС-240/32, ПвПу2г - 1x630/185	814		670	2016	4	5,008
354.	КВЛ 110 кВ Восточная – Слобода II цепь		110	АС-240/32, ПвПу2г - 1x630/185	814		670	2016	4	5,008
355.	КЛ 110 кВ Октябрьская - ПС 110 кВ Олтон плюс (ПС 137)	КЛ 110 кВ К-167	110	ПвПу2г [1x500/185]	н/д		693	2007	13	0,82
		КЛ 110 кВ К-168	110	ПвПу2г [1x500/185]	н/д		693	2007	13	0,63
356.	Участок ВЛ 110 кВ Приозерский мебельный комбинат -Приозерская		110	АС 150/19	529		392	1991	29	2,77
357.	Участок ВЛ 110 кВ Кузнечная - Приозерский Мебельный комбинат		110	АС 150/19	529		392	1991	29	2,77
358.	Отпайка ВЛ 110 кВ Выборгская-Советск II цепь с отпайкой		110	АС 120/19	503		418	2018	2	0,182
359.	Отпайка ВЛ 110 кВ Выборгская-Советск I цепь с отпайкой		110	АС 120/19	503		418	2018	2	0,162
360.	Участок ВЛ 110 кВ Волховская ГЭС 6 - Валим		110	АС 185/29	529		392	2011	9	2,166
361.	Участок ВЛ 110 кВ Валим - Вындин Остров I		110	АС 185/29	460		341	2011	9	2,166
362.	Участок ВЛ 110 кВ Новожилово- Сосновская (заход на ПС 110 кВ Новожилово (ПС 559))		110	АС-150/19	600		452	2014	6	0,05
363.	Участок ВЛ 110 кВ Гарболовская -Новожилово с отпайкой на ПС Запорожская (заход на ПС 110 кВ Новожилово (ПС 559))		110	АС-150/19	600		452	2014	6	0,05
364.	Отпайка ВЛ-110 кВ Дубровская-10 на ПС		110	АС 70	348		291	1988	32	1,842

№ п/п	Наименование ЛЭП	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП	Напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А			Год ввода	Срок службы, лет	Длина ЛЭП, км
					-5°С	+5°С	+25°С			
	Невский судостроительный завод									
365.	Отпайка ВЛ-110 кВ Дубровская-11 на ПС Невский судостроительный завод		110	АС 70	348		291	1988	32	1,842
АО «Оборонэнерго» филиал «Северо-Западный»										
366.	ВЛ 110 кВ Гарболовская - Лехтуси	Гарболовская-3	110	АС-240/32	605	605	605	2009	11	9,588
367.	ВЛ 110 кВ Гарболовская - Лехтуси	Гарболовская-4	110	АС-240/32	605	605	605	2009	11	9,588
Общая протяженность ЛЭП 110-750 кВ:										9240,552
- в том числе 750 кВ:										189,34
- в том числе 400 кВ:										133,59
- в том числе 330 кВ:										2305,13
- в том числе 220 кВ:										787,78
- в том числе 110 кВ:										5824,712
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада										7,84
ПАО «Россети Ленэнерго»										5772,23
АО «ЛОЭСК»										25,466
АО «Оборонэнерго» филиал «Северо-Западный»										19,176

Таблица В.2 - Перечень действующих ЛЭП 35 кВ на территории Ленинградской области

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
ПАО «Россети Ленэнерго»									
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Выборгские электрические сети»									
1.	ВЛ 35 кВ Лада - Бобочинская с отпайкой на ПС Семиозерье	Бобочинская-1	35	АЖ-120	200	200	1961	59	27,87
2.	ВЛ 35 кВ Гарболовская (ПС 43) - Васкелово	Васкелово	35	АС-120, АС-95	400	341	1961	59	9,63
3.	ВЛ 35 кВ Лупполово (ПС 365) - Елизаветинская	Высокая-1	35	АС-150	265	265	1971	49	36,84
5.	ВЛ 35 кВ Ермиловская - Высокое	Высокое	35	АС-120	300	300	1961	59	8,3

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
6.	ВЛ 35 кВ Выборг-Южная - Перовская с отпайкой на ПС 26	Гавриловская-1	35	АС-120, АС-70	300	273	1968	52	19,38
7.	ВЛ 35 кВ Гавриловская – Бобочинская с отпайкой на ПС Полигон	Гавриловская-2	35	АС-70	150	150	1968	52	22,15
8.	ВЛ 35 кВ Перовская - Гавриловская	Гавриловская-3	35	АС-70	300	273	1969	51	19,95
9.	ВЛ 35 кВ Лейпясую - Гавриловская	Гавриловская-4	35	АС-95	300	300	1989	31	5,5
10.	ВЛ и КЛ 35 кВ ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) – Выборг-городская	лГ-1	35	АС-120	300	272	2015	5	1,85
		К-1	35	3xF2XSY 1x185	300	284	2004	16	2,09
11.	ВЛ и КЛ 35 кВ ПС 110 кВ Выборг-районная (ПС 26) – Выборг-городская	лГ-2	35	АС-120	300	272	2015	5	1,85
		К-2	35	3xF2XSY 1x185	300	284	2004	16	2,09
12.	КЛ 35 кВ Выборг-Южная - Выборг-городская I цепь	К-3	35	АПвПу2г 1x240	300	300	1967	53	3,96
13.	КЛ 35 кВ Выборг-Южная - Выборг-городская 2 цепь	К-4	35	АПвПу2г 1x240	300	300	1971	49	3,96
14.	КЛ 35 кВ Выборг-Южная - Стапель I цепь	К-5(А+Б)	35	2АОСБ-120	300	260	1972	48	2,1
15.	КЛ 35 кВ Выборг-Южная - Стапель 2 цепь	К-6 (А+Б)	35	2АОСБ-120	300	260	1972	48	2,1
16.	КЛ 35 кВ Выборг-Южная - Выборг тяговая 1 цепь	К-7	35	АПвПу2г 1x150	300	300	1972	48	0,3
17.	КЛ 35 кВ Выборг-Южная - Выборг тяговая 2 цепь	К-8	35	АПвПу2г 1x150	300	300	1972	48	0,3
18.	ВЛ 35 кВ Победа - Семиозерье	Горьковская-1	35	АС-120	529	392	1967	53	10
19.	ВЛ 35 кВ Победа - Лада	Горьковская-2	35	АС-120	300	300	1967	53	12,41
20.	ВЛ 35 кВ Победа - Каннельярве	Горьковская-3	35	АС-120	529	392	1968	52	6,6
21.	ВЛ 35 кВ Победа - Каннельярве	Горьковская-4	35	АС-120	529	392	1968	52	6,6
22.	ВЛ 35 кВ Победа - Цвелодубово	Горьковская-6	35	ЗАЛП-В 1x95	400	392	2012	8	4,75
23.	ВЛ 35 кВ Гранит - Мичуринская	Гранит-1	35	АС-120	100	100	1978	42	9,63
24.	ВЛ 35 кВ Гранит - Первомайская	Гранит-2	35	АС-120	100	100	1978	42	16,2
25.	ВЛ 35 кВ Ермиловская - Прибыловская	Ермиловская	35	АС-120,	300	300	1961	59	11,76

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
					АС-95				
26.	ВЛ 35 кВ Зеленогорская (ПС 41) - Симагино	Зеленогорская-1	35	АС-120	529	392	1960	60	14,1
27.	ВЛ 35 кВ Зеленогорская (ПС 41)- Приветнинская с отпайкой на ПС Ушково	Зеленогорская-3	35	АС-120	400	392	1958	62	1,89
28.	ВЛ 35 кВ Зеленогорская (ПС 41)- Ушково	Зеленогорская-4	35	АС-12	529	392	1968		5,29
29.	ВЛ 35 кВ Зеленогорская - Площадка	Зеленогорская-6	35	АС-120	529	392	1956	64	2,64
30.	ВЛ 35 кВ Лехтуси - Новотоксовская	Кавголовская-1	35	АС-70	368	273	1960	60	7,2
31.	ВЛ 35 кВ Гарболовская (ПС 43) - Можайская	Кавголовская-3	35	АС-95			2011	9	8,46
32.	ВЛ 35 кВ ПС 26 – Калининская	Калининская	35	АС-95	300	300	1960	60	12,9
33.	ВЛ 35 кВ Каменогорская - Пруды	Каменногорская-1	35	АС-120	200	200	1976	44	8,5
34.	ВЛ 35 кВ Каменогорская - Боровинка	Каменногорская-2	35	АС-120	150	150	1986	34	8,2
35.	ВЛ 35 кВ Боровинка - Бородинская	Каменногорская-3	35	АС-120	200	200	1988	32	11,5
36.	ВЛ 35 кВ Калининская - Кондратьевская	Кондратьевская	35	АС-95	200	200	1982	38	38,33
37.	ВЛ 35 кВ Громово (ПС 413) - Красноармейская	Красноармейская	35	АС-70	200	200	1983	37	25,6
38.	ВЛ 35 кВ Гарболовская - Лемболово	Лемболовская-1	35	АС-120	300	300	1958	62	19,4
39.	ВЛ 35 кВ Елизаветинская - Лемболово	Лемболовская-2	35	АС-150	300	300	2010	10	13,3
40.	ВЛ 35 кВ Лесогорская ГЭС - Лесогорская	Лесогорская-1	35	АС-150	200	200	1976	44	3,42
41.	ВЛ 35 кВ Лесогорская - Пруды	Лесогорская-2	35	АС-120	200	200	1968	52	9,21
42.	ВЛ 35 кВ Вещевская - Перовская с отпайкой на ПС Гончаровская	Мичуринская-1	35	АС-70	200	200	1958	62	25,3
43.	ВЛ 35 кВ Мичуринская (ПС 330)- Житковская	Мичуринская-2	35	АС-120, АС-70	200	200	1959	61	38,2
44.	ВЛ 35 кВ Вещевская - Житковская	Мичуринская-3	35	АС-70	150	150	1959	61	17
45.	ВЛ 35 кВ Каменногорская-1 (ПС 56) - Вуокса	Никифоровская-1	35	АС-150	300	300	1968	52	4
46.	ВЛ 35 кВ Каменногорская-1 (ПС 56) - Каменогорская	Никифоровская-2	35	АС-150	300	300	1968	52	7,6
47.	ВЛ 35 кВ Вуокса -Каменогорская	Никифоровская-3	35	АС-150	300	300	1968	52	3,64

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
48.	ВЛ 35 кВ Гарболовская (ПС 43) - Орехово-Тяговая	Орехово-1	35	АС-95, АС-120, АС-150	400	341	1961	59	20,76
49.	ВЛ 35 кВ Васкелово - Орехово-Тяговая	Орехово-2	35	АС-120, АС-95	400	341	1961	59	11,8
50.	ВЛ 35 кВ Гарболовская (ПС 43) - Перитяговая 1 цепь с отпайкой на ПС Красноборская	Пери-1	35	АС-120, АС-70	368	273	1964	56	13,5
51.	ВЛ 35 кВ Гарболовская - Пери-тяговая 2 цепь с отпайкой на ПС Красноборская	Пери-2	35	АС-120, М-70	368	273	1964	56	13,5
52.	ВЛ 35 кВ Осельки - Пери-тяговая	Пери-3	35	АС-120, АС-95	400	341	1961	59	2,9
53.	ВЛ 35 кВ Токаревская - Прибыловская	Прибыловская	35	АС-95	300	300	1961	59	13,4
54.	ВЛ 35 кВ Семиозерье - Приветнинская	Приветнинская-1	35	АС-120	300	300	1966	54	15,97
55.	ВЛ 35 кВ Приветнинская - Молодежная	Приветнинская-2	35	АС-95	300	300	1982	38	8,5
56.	ВЛ 35 кВ Приветнинская - Молодежная	Приветнинская-3	35	АС-95	300	300	1982	38	8,65
57.	ВЛ 35 кВ Первомайская (ПС 375) - Симагино с отпайкой на ПС Кирилловская	Первомайская-1	35	АС-120	300	300	1960	60	7,95
58.	ВЛ 35 кВ Первомайская (ПС 375) - Первомайская	Первомайская-2	35	АС-120	300	300	1960	60	7,95
59.	ВЛ 35 кВ Прибыловская - Приморская	Приморская-1	35	АС-95	300	300	1992	28	10,2
60.	ВЛ 35 кВ Ермиловская- Приморская	Приморская-2	35	АПС-120, АС-95	300	300	1986	34	11,15
61.	ВЛ 35 кВ Лада - Высокое с отпайкой на ПС Рябово	Рябовская-1	35	АС-120	200	200	1967	53	39
62.	ВЛ 35 кВ Бобочинская - Рябово	Рябовская-2	35	АС-120	200	200	2006	14	14,7
63.	ВЛ 35 кВ Громово (ПС 413) - Саперная	Саперная-1	35	АС-70	100	100	1983	37	11,4
64.	ВЛ 35 кВ Сосновская (547) - Орехово-Тяговая	Саперная-2	35	АС-120, АС-70	300	273	1960	60	13,7
65.	ВЛ 35 кВ Сосновская (ПС 547) - Саперная	Саперная-3	35	АС-120	200	200	1960	60	24,82
66.	ВЛ 35 кВ Токаревская - Советская	Токаревская	35	АС-95	300	300	1987	33	24,05
67.	ВЛ 35 кВ Площадка - Солнечное	Дюны-4	35	АС-120	460	341	1956	64	9,43
	Итого по ВЭС:								817,18

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Гатчинские электрические сети»									
68.	ВЛ 35 кВ Андрианово - Тосно	Адриановская	35	АС-95, АС-120	300	273	1976	44	17,2
69.	ВЛ 35 кВ Волосово (ПС 189) - Бегуни-цы	Бегуницкая-1	35	АС-70	368	273	1969	51	21,1
70.	ВЛ 35 кВ Борницы - Пламя	Борницкая-2	35	АС-120	300	300	1960	60	7,86
71.	ВЛ 35 кВ Пламя - Дятлицы	Борницкая-3	35	АС-120	300	300	1960	60	19,2
72.	ВЛ 35 кВ Елизаветино -Борницы	Борницкая-1	35	АС-120	300	300	1978	42	9,52
73.	ВЛ 35 кВ Батово (ПС 142) – Строганово (Тяговая-12)	Батовская-1	35	АС-120	390	390	1971	49	12,3
74.	ВЛ 35 кВ Батово (ПС 142) – Строганово с отпайкой на Лампово	Батовская-2	35	АС-120	400	392	1971	49	12,4
75.	ВЛ 35 кВ Мариенбург (ПС 225) 1 цепь - Войсковицы	Войсковицкая-1	35	АС-120	529	392	1969	51	5,15
76.	ВЛ 35 кВ Вырица (ПС 322) - Кобралово с отпайкой на ПС Сусанино	Вырицкая-1	35	АС-120	200	200	1958	62	23,64
77.	ВЛ 35 кВ Вырица (ПС 322) – Кобрино с отпайкой на ПС Ухта	Вырицкая-2	35	АС-70	200	200	1964	56	13,95
78.	ВЛ 35 кВ Вырица (ПС 322) - Тяговая-7 (Вырица)	Вырицкая-3	35	АС-120	200	200	1964	56	5,42
79.	ВЛ 35 кВ Вырица (ПС 322) - Тяговая-7 с отпайкой на ПС Вырица	Вырицкая-4	35	АС-120	200	200	1964	56	5,47
80.	ВЛ 35 кВ Университет (ПС 196) - Спиринская	Гостилицкая-1	35	АС-95	300	300	1953	67	15,2
81.	Гостилицы (ПС 344) -Спиринская с отпайкой на ПС Гостилицы	Гостилицкая-2	35	АС-95, АС-70	150	150	1974	46	5,83
82.	ВЛ 35 кВ Гостилицы - Дятлицы	Гостилицкая-3	35	АС-120	200	200	1949	71	7,21
83.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская - Новый Свет-2	Гатчинская-10	35	АС-120	529	392	1969	51	7,7
84.	ВЛ 35 кВ Новый Свет-2 - Сусанино с отпайкой на ПС Мыза	Гатчинская-11	35	АС-120	300	300	1960	60	13,52
85.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская - Новый Свет-1	Гатчинская-2	35	АС-120, АС-95	330	330	1967	53	8,4
86.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская - Гат-	Гатчинская-3	35	АС-95	330	330	1969	51	5,69

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
	чина								
87.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская - Тайцы	Гатчинская-4	35	АС-95, АС-70	265	265	1969	51	15,4
88.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская – Тяговая-4 (Пудость) с отпайкой на ПС Гатчина	Гатчинская-5	35	АС-120, А-95, АС-70	300	300	1962	58	12,52
89.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская - Борницы	Гатчинская-6	35	АС-120	300	300	1969	51	13,5
90.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская - Борницы с отпайкой на ПС Войсковицы	Гатчинская-7	35	АС-120	300	300	1969	51	15,57
91.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Гатчинская – Суйда (ПС 400)	Гатчинская-8	35	АС-120, АС-95, АС-70	150	150	1948	72	9,39
92.	ВЛ 35 кВ Кобринно - Суйда	Гатчинская-9	35	АС-120	150	150	1948	72	9,4
93.	ВЛ 35 кВ Дружная Горка – Тяговая-12 (Строганово)	Дружногорская-1	35	АС-120	300	300	1971	49	6,5
94.	ВЛ 35 кВ Кикерино - Елизаветино	Елизаветинская	35	АС-120	300	300	1955	65	9
95.	ВЛ 35 кВ РЦ11 - Новолисино	Ижорская-4	35	АС-120	300	300	1952	68	2
96.	ВЛ 35 кВ Новолисино - Ульяновка	Ижорская-5	35	АС-120	300	300	1960	60	6,5
97.	ВЛ 35 кВ Кобринно - Юбилейная	Кобринская-1	35	АС-120	300	300	1971	49	4,6
98.	ВЛ 35 кВ Юбилейная - Дружная Горка с отпайкой на ПС Орлино)	Кобринская-2	35	АС-120, АС-70, АС-50	292	217	1980	40	12,33
99.	ВЛ 35 кВ Лукаши- Коммунар	Коммунаровская-1	35	АС-70	300	273	1948	72	6,87
100.	ВЛ 35 кВ ЛКФ (ПС 354) - Коммунар	Коммунаровская-2	35	АС-120	300	300	1987	33	1,94
101.	ВЛ 35 кВ Лукаши - Новый Свет-1 с отпайкой на ПС Полигон ТБО	Коммунаровская-3	35	АС-95, АС-70	368	273	1969	51	7,32
102.	ВЛ 35 кВ Антропшино (ПС 494) - Кобралово	Коммунаровская-4	35	АС-120	529	392	1980	40	6,72
103.	ВЛ 35 кВ ЛКФ (ПС 354) - Коммунар	Коммунаровская-5	35	АС-120	460	341	1977	43	1,45
104.	ВЛ 35 кВ ЛКФ (ПС 354) - Антропшино	Комсомольская-3	35	АС-120	529	392	1969	51	2,41
105.	ВЛ 35 кВ Тайцы - Дятлицы	Кипенская-1	35	АС-120	300	300	1962	58	28,7
106.	ВЛ 35 кВ Волосово (ПС 189) - Кикерино	Кикеринская	35	АС-120	150	150	1955	65	9,5
107.	ВЛ 35 кВ Ижора - Лопухинка	Ломоносовская-10	35	АС-120	300	300	1960	60	22,9

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
108.	ВЛ 35 кВ Ломоносовская (ПС 39)- Ижора)	Ломоносовская-5	35	АС-120	300	300	1958	62	19
109.	ВЛ 35 кВ Ломоносовская (ПС 39) - Ижора	Ломоносовская-6	35	АС-120	300	300	1958	62	19
110.	ВЛ 35 кВ Рябово (ПС 484) - Пельгора -	Любанская-1	35	АС-70	300	273	1949	71	2,5
111.	ВЛ 35 кВ Рябово (ПС 484) - Любань	Любанская-2	35	АС-95, АС-70	200	200	1957	63	10,1
112.	ВЛ 35 кВ Любань - Сельцо	Любанская-3	35	АС-120, АС-70	200	200	1975	45	2,2
113.	ВЛ 35 кВ Рябово - Сельцо	Любанская-4	35	АС-95	300	300	1975	45	10
114.	Дружная Горка - Новинка с отпайкой на ПС Тяговая-17	Новинская-1	35	АС-120	300	273	2005	15	20,65
115.	ВЛ 35 кВ Андрианово - Пельгора	Пельгорская	35	АС-120	300	300	1972	48	20,9
116.	ВЛ 35 кВ Тайцы - Тяговая-4 (Пудость)	Пудостьская-2	35	АС-95	300	300	1961	59	4,53
117.	ВЛ 35 кВ Волосово (ПС 189) - Сосницы	Сосницкая-1	35	АС-70	406	273	1977	43	20,4
118.	ВЛ 35 кВ Волосово - Сосницы	Сосницкая-2	35	АС-70	406	273	1977	43	20,4
119.	ВЛ 35 кВ Ульяновка – Завод Сокол	Тосненская-1	35	А-95, АС-95	300	300	1958	62	9,68
120.	ВЛ 35 кВ Ульяновка - Тосно 35кВ	Тосненская-2	35	АС-95, АС-120	300	300	1960	60	11,56
121.	ВЛ 35 кВ Тосно (ПС 483) - Тосно 35кВ	Тосненская-3	35	АС-120	300	300	1971	49	3
122.	ВЛ 35 кВ Тосно (ПС 483) - Нурма	Тосненская-4	35	АС-95	200	200	1971	49	12,38
123.	ВЛ 35 кВ Тосно (ПС 483) - Тосно 35кВ	Тосненская-5	35	АС-120	300	300	1969	51	3
124.	ВЛ 35 кВ Сельцо - Трубников Бор	Трубниковборская-1	35	АС-95	150	150	1985	35	13,8
125.	ВЛ 35 кВ Липки (ПС 349) - Трубников Бор	Трубниковборская-2	35	АС-95	150	150	1985	35	26,55
126.	ВЛ 35 кВ Шапки - Нурма	Шапкинская-1	35	АС-70	200	200	1972	48	10
127.	ВЛ 35 кВ Малукса (ПС 407) - Шапки	Шапкинская-2	35	АС-95, АС-70	368	273	1970	50	15,88
	Итого по ГТЭС:								676,81
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Кингисеппские электрические сети»									
128.	ВЛ 35 кВ Нарвская ГЭС - Кейкино	Л-33	35	АС-120	200	200	1966	54	11,4
129.	ВЛ 35 кВ Шахта-2 - ЦЭС с отпайкой на ПС Сланцы	5 Ц	35	АС-150	611	452	1975	45	8,92
130.	ВЛ 35 кВ Шахта-2 - ЦЭС с отпайками	6 Ц	35	АС-150	300	300	1975	45	09.авг

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
131.	ВЛ 35 кВ Кигисепп-город (ПС 243) - Алексеевка	Алексеевская-1	35	АС-120	200	200	1975	45	14,1
132.	ВЛ 35 кВ Алексеевка - Россия	Алексеевская-2	35	АС-120, АС-95	150	150	1987	33	22,1
133.	ВЛ 35 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) - Кингисеппская	Городская-1	35	АС-150	300	272	1963	57	10,2
134.	ВЛ 35 кВ Кингисепп-город (ПС 243) - Кингисеппская	Городская-2	35	АС-120	300	272	1975	45	11,5
135.	ВЛ 35 кВ ЦЭС - Гостицы	Гостицкая-1	35	АС-120	292	217	1975	45	6,2
136.	ВЛ 35 кВ Фосфорит-1 (ПС 214) - Жабино	Жабинская	35	АС-120			1976	44	2,65
137.	ВЛ 35 кВ Сланцевский регенераторный завод (ПС 351) - Загривье	Загривская-1	35	АС-70	300	273	1975	45	18
138.	ВЛ 35 кВ Сланцевский регенераторный завод (ПС 351) - Загривье	Загривская-2	35	АС-70	300	273	1975	45	18
139.	ВЛ 35 кВ Россия - Котлы	Котельская-1	35	АС-120, АС-95	200	200	1983	37	5,8
140.	ВЛ 35 кВ Велькота (ПС 306) - Котлы	Котельская-2	35	АС-70	300	273	1983	37	4,2
141.	ВЛ 35 кВ Выскатка (ПС 291) - Новоселье	Новосельская	35	АС-50	100	100	1975	45	18,3
142.	ВЛ 35 кВ Осьмино (ПС 258) - Старополье	Осьминская-2	35	АС-240	150	150	1991	29	19,79
143.	ВЛ 35 кВ Выскатка (ПС 291) - Рудно	Руднинская-1	35	АС-35	100	100	1968	52	10,1
144.	ВЛ 35 кВ Рудно - Новоселье	Руднинская-2	35	АС-50	100	100	1976	44	9,8
145.	ВЛ 35 кВ Выскатка (ПС 291) - Старополье)	Старопольевская	35	АС-240	200	200	1991	29	25,8
146.	ВЛ 35 кВ Кейкино - Усть-Луга 35 кВ	Усть-Лужская-1	35	АС-120	100	100	1966	54	27,5
147.	ВЛ 35 кВ Вистино - Усть-Луга 35 кВ	Усть-Лужская-2	35	АС-120	150	150	1979	41	27,7
148.	ВЛ 35 кВ Алексеевская -Фалилеево	Фалилеевская-1	35	АС-50	200	200	1972	48	18,3
149.	ВЛ 35 кВ Фалилеево - Бегуницы	Фалилеевская-2	35	АС-50	200	200	1976	44	21,8
150.	ВЛ 35 кВ Володарская - Ретюнь	Володарская-1	35	АС-95			1984	36	15,47
151.	ВЛ 35 кВ Осьмино (ПС 258) - Вердуга	Вердужская-1	35	АС-50, АС-35	100	100	1970	50	40,43
152.	ВЛ 35 кВ Серебрянка (ПС 379) - Вердуга	Вердужская-2	35	АС-70	368	273	1975	45	34,7

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
153.	ВЛ 35 кВ Володарская - Заплюсье	Заплюсская-1	35	АС-95	460	341	1974	46	17,85
154.	ВЛ 35 кВ Тесово-4 - Оредеж	Оредежская-1	35	АС-70	200	200	1958	62	15,4
155.	ВЛ 35 кВ Милодеж (ПС 260) - Тесово-4	Оредежская-2	35	АС-95, АС-50	200	200	1971	49	18
156.	ВЛ 35 кВ Луга (ПС 48) - Пионерская	Пионерская-1	35	АС-95	200	200	1977	43	11
157.	ВЛ 35 кВ Пионерская - Оредеж	Пионерская-2	35	АС-70	200	200	1978	42	16,1
158.	ВЛ 35 кВ Осьмино (ПС 258) - Рель	Рельская-1	35	АС-70	368	273	1985	35	13,9
159.	ВЛ 35 кВ Осьмино (ПС 258) - Рель	Рельская-2	35	АС-70	368	273	1985	35	13,9
160.	ВЛ 35 кВ Серебрянка (ПС 379) - Ретюнь	Ретюньская-1	35	АС-95	460	341	1983	37	11,57
161.	ВЛ 35 кВ Луга (ПС 48) - Южная	Скребловская-1	35	АС-95	460	341	1959	61	6,25
162.	ВЛ 35 кВ Скреблово - Южная	Скребловская-2	35	АС-95	460	341	1959	61	16,4
163.	ВЛ 35 кВ Ретюнь - Скреблово	Скребловская-3	35	АС-95	460	341	1959	61	13,2
164.	ВЛ 35 кВ Серебрянка (ПС 379)- Ретюнь	Серебрянская-1	35	АС-95	460	341	1983	37	11,4
165.	ВЛ 35 кВ Рогавка - Тесово-4	Тесовская-5	35	АС-50	150	150	1971	49	15,6
166.	ВЛ 35 кВ Скреблово - Торшковичи	Торшковская-1	35	АС-70	368	273	1980	40	25,7
167.	ВЛ 35 кВ Торшковичи - Володарская	Торшковская-2	35	АС-70	368	273	1981	39	19,3
168.	Итого по КнЭС:								608,01
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Новолодожские электрические сети»									
168.	ВЛ 35 кВ Паша-2 - Доможирово	Доможировская-1	35	АС-95, АС-50, АС-120	100	100	1974	46	12,14
169.	ВЛ 35 кВ Паша-2 - Доможирово	Доможировская-2	35	АС-95, АС-50, АС-120	150	150	1974	46	11,6
170.	ВЛ 35 кВ Тельмана - Завод Сокол	Ижорская-3	35	АС-120	300	300	1965	55	0,84
171.	ВЛ 35 кВ Павлово-новая - Отрадное	Ивановская-1	35	А-95, АС-95	300	300	1967	53	5,41
172.	ВЛ 35 кВ Отрадное - Ивановская	Ивановская-2	35	А-95, АС-95	300	300	1970	50	3,76
173.	ВЛ 35 кВ Дубровская - Петрокрепость с отпайкой на ПС Ладога)	Ладожская-1	35	М-70, АС-150, АС-120	300	300	1967	53	8,12
174.	ВЛ 35 кВ Поселковая - Петрокрепость с отпайкой на ПС Ладога	Ладожская-2	35	М-70, АС-150, АС-120	300	300	1967	53	8,32
175.	ВЛ 35 кВ Дубровская ТЭЦ – Морозовская (ПС 515 РУ 35 кВ)	Ладожская-3	35	АС-120, АС-185	529	392	1970	50	7,16
176.	ВЛ 35 кВ Дубровская ТЭЦ – Морозовская (ПС 515 РУ 35 кВ)	Ладожская-4	35	АС-120, АС-185	529	392	1960	60	7,16
177.	ВЛ 35 кВ Мга - Малукса	Мгинская-1	35	АС-70	368	273	1966	54	22,35

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
178.	ВЛ 35 кВ Дубровская ТЭЦ - Мга	Мгинская-2	35	АС-70, АС-120	368	273	1960	60	15,64
179.	ВЛ 35 кВ Дубровская ТЭЦ - Арбузово	Невская-1	35	А-95, АС-120	400	341	1958	62	5,57
180.	ВЛ 35 кВ Дубровская ГРЭС - Арбузово	Невская-2	35	А-95, АС-120	400	341	1958	62	5,56
181.	ВЛ 35 кВ Керамическая - Завод Сокол	Никольская-2	35	А-95, АС-95	300	300	1967	53	3,9
182.	ВЛ 35 кВ Павлово-новая - Арбузово	Павловская	35	А-95	300	300	1953	67	6,64
183.	ВЛ 35 кВ Дубровская ТЭЦ - Поселковая	Поселковая	35	АС-120	400	341	1957	63	0,38
184.	ВЛ 35 кВ Малукса (ПС 407) - Шапки	Шапкинская-2	35	АС-95	368	273	1970	50	4,6
185.	ВЛ 35 кВ Малукса (ПС 407)- Малукса 35 кВ	Шапкинская-3	35	АС-95	300	300	1966	54	7,2
186.	ВЛ 35 кВ Назия (ПС 30) – Салют (ПС 524)	Назия-4	35	М-70, АС-95	150	150	1937	83	12,99
187.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Сясь - Бабино	Новоладожская-1	35	АС-70	100	100	1962	58	24,2
188.	ВЛ 35 кВ Новая Ладога (ПС 227) - Бабино	Новоладожская-2	35	АС-70, АС-95, АЖ-120	200	200	1979	41	11,3
189.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Сясь - Селиваново	Потанинская-1	35	АС-95	100	100	1978	42	8,8
190.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Сясь - Потанино	Потанинская-2	35	АС-95	100	100	1972	48	20
191.	ВЛ 35 кВ Селиваново - Потанино	Потанинская-3	35	АС-95	200	200	1978	42	10
192.	ВЛ 35 кВ Потанино - Паша-2	Пашская-1	35	АС-70	150	150	1974	46	18,5
193.	ВЛ 35 кВ Потанино - Паша-2	Пашская-2	35	АС-70	200	200	1974	46	18,5
194.	ВЛ 35 кВ Синявино (ПС 193) - Путилово	Путиловская-1	35	АС-70, АС-120	368	273	1978	42	11,32
195.	ВЛ 35 кВ Синявино (ПС 193) - Путилово	Путиловская-2	35	АС-70, АС-120	368	273	1978	42	11,8
196.	ВЛ 35 кВ Керамическая - Понтонная	Сапернинская-1	35	А-70, АС-120	268	268	1954	66	2,19
197.	ВЛ 35 кВ Шум (ПС 377) - Сухое	Сухое-1	35	АС-70, АС-120	200	200	1987	33	17
198.	ВЛ 35 кВ Шум (ПС 377) - Сухое	Сухое-2	35	АС-70, АС-120	200	200	1987	33	17
199.	ВЛ 35 кВ Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9) - Лодейнопольская	Л-31	35	А-95	200	200	1962	58	13,4
200.	ВЛ 35 кВ Нижне-Свирская ГЭС (ГЭС-9) - Лодейнопольская	Л-32	35	А-95	200	200	1965	55	13,4

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
201.	ВЛ 35 кВ Алеховщинская (ПС 323) Лодейнопольская	Л-33	35	АС-50	200	200	1960	60	43,2
202.	ВЛ 35 кВ Лодейнопольская - Свирская	Л-34	35	АС-95	200	200	1991	29	19,6
203.	ВЛ 35 кВ Подпорожская (ПС 201) - Андроновская	Л-36	35	АС-70, АС-50	200	200	1958	62	50,1
204.	ВЛ 35 кВ Подпорожская (ПС 201) - СЭЛК с отпайкой на ПС ВГЩЗ	Л-37	35	АС-120, АС 70	200	200	1984	36	11
205.	ВЛ 35 кВ Ошта (ПС 141) - Вознесенье	Л-38	35	АС-70	200	200	1964	56	18
206.	ВЛ 35 кВ Подпорожская (ПС 201) - СЭЛК	Л-40	35	АС-120	200	200	1984	36	4
207.	ВЛ 35 кВ Рассвет (ПС 532) - Доможирово	Л-43	35	АС-120	460	341	1996	24	7
208.	ВЛ 35 кВ Рассвет (ПС 532) - Доможирово	Л-44	35	АС-120	460	341	1996	24	7
209.	ВЛ 35 кВ Алеховщинская - Тервеничи	Л-47	35	АС-70	368	273	1982	38	18,6
210.	ВЛ 35 кВ Алеховщинская (ПС 323) - Тервеничи	Л-48	35	АС-70	368	273	1982	38	18,6
211.	КЛ 20кВ Подпорожская (ПС 201) - Верхне-Свирская ГЭС	РТ-3	20	АПвПу2г-3х240			2008	12	0,9
212.	КЛ 20кВ Подпорожская (ПС 201) - Верхне-Свирская ГЭС	РТ-4	20	АПвПу2г-3х240			2008	12	0,9
	Итого по НлЭС:								545,65
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Санкт-Петербургские Высоковольтные электрические сети»									
213.	ВЛ 35 кВ Лупполово (ПС 365) - Елизаветинская	Высокая-1	35	АС-70, АС-95	265	265	1971	49	13,17
214.	ВЛ 35 кВ Лупполово (ПС 365) - Касимово	Высокая-2	35	АС-95, АС-70, А-95	368	273	1971	49	7,4
215.	КВЛ 35 кВ Токсово – Девяткино с отпайкой на ПС Токово-тяговая	Девяткинская-1	35	АС-70, АС-95	368	273	1960	60	13,06
216.	ВЛ 35 кВ Морозовская (ПС 515 РУ 35 кВ) - Дунай	Заводская	35	АС-120, АС-95, АС-150	460	341	1972	48	6,25
217.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Восточная- Красная Звезда 2 цепь	Заневская-3	35	АС-150	414	414	1973	47	16
218.	ВЛ 35 кВ ПС 330 кВ Восточная- Красная Звезда 1 цепь	Заневская-4	35	АС-150	414	414	1973	47	15,9

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
	ная Звезда I цепь								
219.	ВЛ 35 кВ РЦ11 - Новолисино	Ижорская-4	35	АС-120	300	300	1970	50	9,9
220.	ВЛ 35 кВ Ораниенбаумская-Ирмино с отпайкой на ПС Дубки		35	АС-120; А-95; М-70	300	273	1952	68	15,175
221.	ВЛ 35 кВ Новотоксовская - Токсово	Кавголовская-2	35	АС-70	368	273	1960	60	6,3
222.	ВЛ 35 кВ Поповка (ПС 482) - РЦ 11 с отпайкой на ПС ЦПС)	Красноборская	35	АС-120, АС-35	529	392	1971	49	9,05
223.	ВЛ 35 кВ Сертолово (ПС 537) - Касимово	Касимовская	35	АС-70, АС-95, ПвП2г 1x500, АПвП 1x500	368	273	1951	69	9,65
224.	ВЛ 35 кВ Дубровская ТЭЦ – Морозовская (ПС 515 РУ 35 кВ) с отпайкой на ПС Петрокрепость (Тяговая-10)	Ладожская-3	35	АС-120, АС-185, АС-120	529	392	1970	50	17
225.	ВЛ 35 кВ Дубровская ТЭЦ – Морозовская (ПС 515 РУ 35 кВ) с отпайкой на ПС Петрокрепость (Тяговая-10)	Ладожская-4	35	АС-120, БС-185, АС-120	529	392	1960	60	18,03
226.	ВЛ 35 кВ Морозовская (ПС 515 РУ 35 кВ) - Ваганово	Ладожская-5	35	АС-120, АС-95	300	300	1959	61	17,8
227.	ВЛ 35 кВ Борисова Грива-тяговая - Ваганово	Ладожская-6	35	АС-120, АС-95	300	300	1959	61	7,8
228.	ВЛ 35 кВ Ваганово - Ладожское Озеро	Ладожская-7	35	АС-95	300	300	1959	61	11,5
229.	ВЛ 35 кВ Ваганово - Ладожская Насосная	Ладожская-8	35	АС-120	300	300	1960	60	11,8
230.	ВЛ 35 кВ Песочная - Осиновая Роща	Левашовская-1	35	АС-70, АС-120, АС-150	300	273	1971	49	5
231.	ВЛ 35 кВ Ломоносовская (ПС 39) - Низино	Ломоносовская-2	35	АС-120, АС-95	300	300	1969	51	18,7
232.	ВЛ 35 кВ Ломоносовская (ПС 39) - Ораниенбаумская I цепь)	Ломоносовская-7	35	АС-120	456	341	1958	62	3,85
233.	ВЛ 35 кВ Низино - Петродворец	Ломоносовская-8	35	АС-120, АС-95	300	300	1969	51	3,5
234.	ВЛ 35 кВ Ломоносовская (ПС 39) - Ораниенбаумская II цепь)	Ломоносовская-7	35	АС-120	456	341	1958	62	3,85

№ п/п	Начало - окончание ЛЭП 35 кВ	Краткое диспетчерское наименование ЛЭП 35 кВ	Проектное напряжение, кВ	Марка провода ВЛ (кабеля КЛ)	Длительно допустимый ток ЛЭП при °С, А		Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации, лет	Протяженность линии, км
					-5°С	+25°С			
235.	ВЛ 35 кВ Ломоносовская (ПС 39) - ПС Гидроприбор, 1 цепь	Морская-1	35	АС-185	400	400	1971	49	8,2
236.	ВЛ 35 кВ Ломоносовская (ПС 39) - ПС Гидроприбор, 2 цепь	Морская-2	35	АС-185	400	400	1971	49	8,2
237.	ВЛ 35 кВ НИИ ТВЧ - Осиновая Роща	НИИ	35	АС-70, АС-150	300	273	1971	49	5,2
238.	ВЛ 35 кВ Лепсари - Борисова Грива-тяговая	Озерная-1	35	АС-95, АС-120, А-95	200	200	1966	54	15,2
239.	ВЛ 35 кВ Мельничный Ручей (ПС 403)- Романовка	Романовская-1	35	АС-120	300	300	1961	59	8,9
240.	ВЛ 35 кВ Лепсари (ПС 325) - Романовка	Романовская-2	35	АС-95	200	200	1968	52	5,4
241.	ВЛ 35 кВ Керамическая (ПС 199) - Понтонная	Сапернинская-1	35	А-70, АС-70, АС-95, АС-120	268	268	1954	66	11,72
242.	ВЛ 35 кВ Дунай - Щеглово	Щеглово-1	35	МГ-70, АС-120	456	341	1958	62	11,74
243.	ВЛ 35 кВ Мельничный Ручей (ПС 403) - Щеглово	Щеглово-2	35	М-70, АС-120, АС-95	300	300	1958	62	7,6
	Итого по СПбВС:								322,845
филиал ПАО «Россети Ленэнерго» «Тихвинские электрические сети»									
244.	ВЛ 35 кВ Тихвин-город (ПС 143) – Новоандреево, 1 цепь	Андреевская-1	35	АС-70, АС-95	300	273	1982	38	15,2
245.	ВЛ 35 кВ Тихвин-город (ПС 143) – Новоандреево, 2 цепь	Андреевская-2	35	АС-70, АС-120, АС-95	300	273	1982	38	14,53
246.	ВЛ 35 кВ Тихвин-Город (ПС 143) – Кайвакса (ПС 516)	Бор-1	35	АС-95	150	150	1972	48	13,5
247.	ВЛ 35 кВ Кайвакса (ПС 516) - Бор	Бор-2	35	АС-95, АС-50	200	200	1972	48	8,8
248.	ВЛ 35 кВ Штурм (ПС 340) - Оскуй	Будогощская-1	35	АС-70	50	50	1979	41	3,7
249.	ВЛ 35 кВ Киришская ГРЭС - ЦРП Кириши, I цепь)	Городская-1	35	АС-150	600	452	1967	53	3,34
250.	ВЛ 35 кВ Киришская ГРЭС - ЦРП Кириши, II цепь	Городская-2	35	АС-150	600	452	1967	53	3,34
251.	ВЛ 35 кВ Бор - Ганьково	Ганьково	35	АС-50	100	100	1970	50	23,3
252.	ВЛ 35 кВ Тихвин-город (ПС 143) – Тих-	Городская-1	35	АС-95	300	300	1972	48	2

Приложение Г. Перечень ПС и ЛЭП 35 кВ, намечаемых к новому строительству и реконструкции в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений

Таблица Г.1 - Перечень ПС 35 кВ, намечаемых к новому строительству в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений. Базовый вариант

Наименование ПС	Количество и мощность тр-ров		Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн.руб.	Обоснование необходимости строительства	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
	Кол-во, шт	S, МВ·А				
Северная часть Ленинградской области						
<i>Для присоединения новых потребителей:</i>						
ПС 35/6кВ Раппатила	1	4	2023	126,52	Строительство нового центра питания с приближением к центру нагрузок с целью оптимизации сети 6 кВ и присоединения новых потребителей	АО «ЛОЭСК»
Итого				126,52		
Восточная часть Ленинградской области						
<i>Для присоединения новых потребителей:</i>						
ПС 35/6 кВ Тепличный комплекс	2	3,2	2021	142,1	Для обеспечения электроснабжения ООО «Круглый год» 3 МВт. Договор ТП №20-056/005-ПС-20 от 22.09.2020г.	АО «ЛОЭСК»
ПС 35/10 кВ Аврово	2	4	2021	178,2	Присоединение ЗАО "Ладожский Домостроительный Комбинат", Договор ТП №17-30974, заявленная мощность 7 МВт	Заявитель
Итого				320,3		
Западная часть Ленинградской области						
<i>Для присоединения новых потребителей</i>						
ПС 35/10 кВ Вырица (Пролетарская)	1	6,3	2023	127,34	Сооружение нового ЦП с приближением к центру нагрузок Вырицкого городского поселения (с целью оптимизации сети 10 кВ)	АО «ЛОЭСК»
Итого				127,34		
Итого для присоединения новых потребителей				574,16		
Итого развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий				--		
Итого амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений				--		
Итого				574,16		

Таблица Г.3 - Перечень ЛЭП 35 кВ, намечаемых к новому строительству в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений. Базовый вариант

Наименование ВЛ	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Капитало вложения, млн.руб.	Обоснование необходимости строительства	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
35 кВ					
Северная часть Ленинградской области					
<i>Для присоединения новых потребителей</i>					
Ответвление на ПС 35 кВ Раппатицы	0,1	2023	Учтено в строительстве ПС	Присоединение к энергосистеме ПС 35 кВ Раппатицы	АО «ЛОЭСК»
Строительство второй ВЛ 35 кВ Советск - Токаревская	9,5	2025	79,475	Повышение пропускной способности и обеспечение допустимых уровней напряжения сети 35 кВ	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого			79,475		
Восточная часть Ленинградской области					
<i>Для присоединения новых потребителей</i>					
Строительство 2-х ВЛ 35 кВ от РУ 35 кВ ПС 35 кВ ООО «ПГЛЗ» до ПС 35 кВ Тепличный комплекс	1,875	2021	18,31	Присоединение к энергосистеме ПС 35 кВ Тепличный комплекс	АО «ЛОЭСК»
Ответвление к ВЛ 35 кВ Новолодожская-1 на ПС 35 кВ Аврово с установкой реклоузера	7	2021	81	Присоединение к энергосистеме ПС 35 кВ Аврово	Заявитель
Итого			99,31		
Западная часть Ленинградской области					
<i>Для присоединения новых потребителей</i>					
Ответвление к ВЛ Вырицкая-3	0,08	2023	Учтено в строительстве ПС	Присоединение к энергосистеме ПС 35 кВ Вырица (Пролетарская)	АО «ЛОЭСК»
Итого для присоединения новых потребителей			178,785		
Итого развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий			--		
Итого амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений			--		
Итого			178,785		

Таблица Г.4 - Перечень ЛЭП 35 кВ, намечаемых к новому строительству в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений. Региональный вариант (ЛЭП, не вошедшие в базовый вариант)

Наименование ЛЭП	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн.руб.	Обоснование необходимости строительства	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
35 кВ					
Северная часть Ленинградской области					
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий:</i>					
Заходы на ПС 110/35/10 кВ Лада	2х2,5	2025	39,41	Разукрупнение сети 35 кВ ПС 110 кВ Советск (ПС 513) - ПС 110 кВ Победа (ПС 158)	АО «ЛОЭСК»
Итого			39,41		
Западная часть Ленинградской области					
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий:</i>					
Ответвление к ВЛ Гатчинская-4 на ПС 35 кВ Гатчина	0,08	2022	0,92	Повышение надежности электроснабжения ПС и перевод питания ПС 35 кВ Гатчина с ВЛ 35 кВ Гатчинская-5 на ВЛ 35 кВ Гатчинская-4	ПАО «Россети Ленэнерго»
ВЛ 35 кВ Дамба-3 - Ирмино	8	2023	74,27	Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого			75,19		
Итого для присоединения новых потребителей			-		
Итого развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий			114,6		
Итого амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений			-		
Итого			114,6		

Таблица Г.5 - Перечень ПС 35 кВ, намечаемых к реконструкции в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений.
Базовый вариант

Наименование ПС	Тип Т, кВ	Мощность, МВ·А	Перечень работ по переустройству ПС (установка и/или замена)	Кол-во устанавливаемого оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	Обоснование работ по переустройству	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
Северная часть Ленинградской области								
<i>Для присоединения новых потребителей</i>								
ПС 35 кВ Васкелово (ПС 620)	35/10	6,3+10	силовых тр-ров	2x16	2021	225,8	В связи с ростом нагрузки района ПС Для обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах в сети 35 кВ	ПАО «Россети Ленэнерго»
			ячеек 35 кВ	2				
			ячеек 10 кВ	2	2025	41,55		
			БСК 10 кВ	2x10,5				
ПС 35 кВ Красноборская (ПС 606)	35/10	2x10	силовых тр-ров	2x16	2021	182,17	В связи с ростом нагрузки района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Житковская	35/10	1,8+2,5	силовых тр-ров	1x2,5	2022	17,27	В связи с ростом нагрузки района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Лада	35/10	4+6,3	силовых тр-ров	1x6,3	2023	103,425	Повышение пропускной способности и обеспечения допустимых уровней напряжения сети 35 кВ, повышение надежности электроснабжения ПС	АО «ЛОЭСК»
			замена ТТ	1		1,19		
			ячейка СВ 35 кВ + разъединители 2 шт.	2		87,61		
ПС 35 кВ Приморская	35/10	2x4	силовых тр-ров	2x10	2023	96,89	В связи с ростом нагрузки района ПС	АО «ЛОЭСК»
Итого						755,91		
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий</i>								
ПС 35 кВ Бобочинская	35/10	10+6,3	ячейка 10 кВ	1	2025	20,76	Повышение пропускной способности и обеспечение допустимых уровней напряжения сети 35 кВ	ПАО «Россети Ленэнерго»
			БСК 10 кВ	1x10,5				
			замена ТТ					
ПС 35 кВ Гавриловская	35/10	2x6,3	замена ТТ и ошиновки		2025	1,19		ПАО «Россети Ленэнерго»
			ПС 35 кВ Ермиловская	35/10	2x2,5	ячейка 35 кВ		
БСК 35 кВ	1x17,3							
ПС 35 кВ Кондратьевская	35/10	2x6,3	ячейка 35 кВ	1	2025	38,88		ПАО «Россети Ленэнерго»
			БСК 35 кВ	1x17,3				
ПС 35 кВ Калининская	35/10	2x6,3+10	замена ТТ		2025	1,19		ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Новотоксово	35/10	2x6,3	ячейка 35 кВ	1	2025	38,88	ПАО «Россети Ленэнерго»	
			БСК 35 кВ	1x17,3				

Наименование ПС	Тип Т, кВ	Мощность, МВ·А	Перечень работ по переустройству ПС (установка и/или замена)	Кол-во устанавливаемого оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	Обоснование работ по переустройству	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
ПС 35 кВ Токаревская	35/10	2х6,3	ячейка 35 кВ	1	2025	12,11	Расширение РУ 35 кВ для присоединения второй ВЛ 35 кВ Советск - Токаревская	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Лемболово	35/10	2х10	ячейка 35 кВ	1	2025	38,88	Обеспечение допустимых уровней напряжения сети 35 кВ	ПАО «Россети Ленэнерго»
			БСК 35 кВ	1х17,3				
ПС 35 кВ Осельки (ПС 604)	35/10	1х10	силовых тр-ров	1х10	2025	31,865	Обеспечение надёжного электроснабжения потребителей	АО «Оборонэнерго»
			ячеек	2				
Итого						223,81		
Восточная часть Ленинградской области								
Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий								
ПС 35 кВ Ваганово (ПС 636)	35/10	2х6,3	ячейка 35 кВ	1	2025	38,88	Обеспечение допустимых уровней напряжения сети 35 кВ	ПАО «Россети Ленэнерго»
			БСК 35 кВ	1х17,3				
ПС 35 кВ Щеглово (ПС 631)	35/10	2х6,3	ячейка 35 кВ	1	2025	38,88		ПАО «Россети Ленэнерго»
			БСК 35 кВ	1х17,3				
ПС 35 кВ Дунай (ПС 632)	35/6	2х4	ячейка 35 кВ	1	2025	38,88		ПАО «Россети Ленэнерго»
			БСК 35 кВ	1х17,3				
Итого						116,63		
Для присоединения новых потребителей								
РУ 35 кВ Дубровской ТЭЦ	110/35	2х6,3	кабельных перемычек		2022-2023	2,38	В связи с ростом нагрузки района ПС. Повышение надежности электроснабжения потребителей района ПС	Инвестор
ПС 35 кВ ПГЛЗ	35/6	2х3,2	ячеек	2	2021	4,18	Присоединение к энергосистеме ПС 35 кВ Тепличный комплекс	Абонент
ПС 35 кВ Петрокрепость (ПС 727)	35/6	2х6,3	силовых тр-ров	2х10	2021	55,37	В связи с ростом нагрузки района ПС	АО «ЛОЭСК»
ПС 35 кВ Тельмана (ПС 715)	35/10	2х6,3	силовых тр-ров	2х10	2021	51,76	В связи с ростом нагрузки района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Дунай (ПС 632)	35/6	2х4	силовых тр-ров	2х6,3	2023	87,61	В связи с ростом нагрузки района ПС. Повышение надежности электроснабжения потребителей района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
			ячеек	3				
ПС 35 кВ Андрианово (ПС 722)	35/10	2х4	силовых тр-ров	2х10	2025	51,76	В связи с ростом нагрузки района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого						253,06		
Амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений								
ПС 35 кВ Малукса (ПС 733)	35/6	0,56+3,2	силовых тр-ров	2х4	2022	175,91	Повышение надежности электроснабжения потребителей района ПС, самортизи-	АО «ЛОЭСК»
			ячеек	5	2022			

Наименование ПС	Тип Т, кВ	Мощность, МВ·А	Перечень работ по переустройству ПС (установка и/или замена)	Кол-во устанавливаемого оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	Обоснование работ по переустройству	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
							рованной по сроку службы (АО «ЛО-ЭСК»). В связи с отсутствием в типовой линейке трансформаторов установленной мощностью 3,2 МВА, предусматривается замена на трансформатор 4 МВА.	
Итого						175,91		
Западная часть Ленинградской области								
<i>Для присоединения новых потребителей</i>								
ПС 35 кВ Кингиспеппская (ПС 17)	35/10	2х6,3+4	силовых тр-ров	1х6,3	2025	25,88	В связи с ростом нагрузки района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого						25,88		
<i>Амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений</i>								
ПС 35 кВ Радофинниково	35/10	1,8	силовых тр-ров	2	2022	33,26	Акт обследования технического состояния "ПС-35/10 кВ Радофинниково, инв.№210000726" - течь масла, коррозия, старение изоляции, наклон фундамента. В связи с отсутствием в типовой линейке трансформаторов установленной мощностью 1,8 МВА, предусматривается замена на трансформатор 2 МВА.	АО «ЛОЭСК»
ПС 35 кВ Дружная горка	35/6	4+3,2	силовых тр-ров	1х4	2021	25,94	Акт обследования технического состояния "Оборудование ТП Дружная горка", инв.№000003478; Протокол №62-ФХА физико-химического состояния масла. В связи с отсутствием в типовой линейке трансформаторов установленной мощностью 3,2 МВА, предусматривается замена на трансформатор 4 МВА.	АО «ЛОЭСК»
Итого						59,2		
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий</i>								
ПС 35 кВ Гатчина	35/6	2х10	ячейка 35 кВ	1	2025	38,88	Обеспечение допустимых уровней напряжения сети 35 кВ	ПАО «Россети Ленэнерго»
			БСК 35 кВ	1х17,3				
Итого						38,88		
Для присоединения новых потребителей						1034,85		
Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и						379,31		

Наименование ПС	Тип Т, кВ	Мощ- ность, МВ·А	Перечень работ по переустройству ПС (установка и/или замена)	Кол-во уста- навливаемо- го оборудо- вания	Год ввода в эксплуа- тацию	Капита- ловложе- ния, млн. руб.	Обоснование работ по переустройству	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
внедрения прогрессивных технологий								
Амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений						235,11		
Итого						1649,26		

Таблица Г.6 - Перечень ПС 35 кВ, намечаемых к реконструкции в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений. Региональный вариант (ПС, не вошедшие в базовый вариант)

Наименование ПС	Тип Т, кВ	Мощность, МВ·А	Перечень работ по переустройству ПС (установка и/или замена)	Кол-во устанавливаемого оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	Обоснование работ по переустройству	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
Северная часть Ленинградской области								
<i>Для присоединения новых потребителей</i>								
ПС 35 кВ Касимово	35/6	2x16	силовых тр-ров	2x25	2023	114,37	В связи с ростом нагрузки района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого						114,37		
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий</i>								
ПС 35 кВ Красноармейская	35/6	1x4	ячеек	1	2024	92,32	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Дибунь (ПС 618)	35/10	1x2,5	ячеек	1	2024	92,32	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Токаревская	35/10	2x6,3	ячеек	2	2023	25,02	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ ДСЗ	35/10	2x10	ячеек	2	2023	25,02	Замена ОД и КЗ на выключатели	Абонентская
ПС 35 кВ Пруды	35/6	4+3,2	ячейки	1	2022	12,11	Секционирование сети 35 кВ для повышение надежности электропитания потребителей района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Молодежная	35/10	2x16	ячейки	1	2022	12,11	Секционирование сети 35 кВ для повышение надежности электропитания потребителей района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Пери-тяговая	35/10	2x6,3	ячейки	4	2022	192,5	Повышение надежности системы тягового электроснабжения, обеспечение бесперебойного и надежного электроснабжения железнодорожной инфраструктуры для обеспечения заданного объема перевозок (согласно данным АО «Институт экономики и развития транспорта»), в связи с выносом грузового движения к портам Финского залива на направление Ручьи	ОАО «РЖД»

Наименование ПС	Тип Т, кВ	Мощность, МВ·А	Перечень работ по переустройству ПС (установка и/или замена)	Кол-во устанавливаемого оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	Обоснование работ по переустройству	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
							– Петярarvi – Каменногорск – Выборг в рамках организации скоростного движения пассажирских поездов на участке Санкт-Петербург – Буловская, а также развитие тяжеловесного движения поездов повышенных весов до 8 000 тонн.	
ПС 35 кВ Орехово тяговая	35/10	3,2+4	ячеек	6	2022	202,5	Замена морально и физически устаревшего оборудования (выключатели ОРУ-35 кВ, преобразовательные агрегаты с шестипульсовой схемой выпрямления) тяговой подстанции Пери 35 кВ и тяговой подстанции Орехово 35 кВ.	ОАО «РЖД»
ПС 35 кВ Прибыловская	35/10	2х6,3	ячейки	1	2022		В связи с установкой трансформатора 110/35/10 на ПС 110 кВ УПК Приморский	
Итого						653,9		
Восточная часть Ленинградской области								
<i>Для присоединения новых потребителей</i>								
ПС 35 кВ Лодейнопольская (ПС 31)	35/6	2х10	ячеек	8	2023	120,02	Повышение надежности электропитания потребителей района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Красная Звезда (ПС 639)	35/6	2х16	силовых тр-ров	2х25	2021	114,37	В связи с ростом нагрузки района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого						234,39		
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий</i>								
ПС 35 кВ Ладожская насосная (ПС 638)	35/6	2х6,3	ячеек	3	2023	49,74	Повышение надежности электропитания потребителей района ПС. Замена ОД и КЗ на выключатели.	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Тельмана (ПС 715)	35/10	2х6,3	ячеек	3	2025	45,11	Повышение надежности электропитания потребителей района	ПАО «Россети Ленэнерго»

Наименование ПС	Тип Т, кВ	Мощность, МВ·А	Перечень работ по переустройству ПС (установка и/или замена)	Кол-во устанавливаемого оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	Обоснование работ по переустройству	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
							ПС. Замена ОД и КЗ на выключатели.	
ПС 35 кВ Петрокрепость (ПС 727)	35/6	2х6,3	ячейки	1	2023	8,89	Повышение надежности электропитания потребителей района ПС	АО «ЛОЭСК»
ПС 35 кВ Тервеничи (ПС 40)	35/10	2х2,5	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Пашозеро (ПС 12)	35/10	2х2,5	ячеек	1	2023	12,11	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Климово (ПС 17)	35/10	2х4	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Радогощь (ПС 16)	35/10	2х1	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Паша-2 (ПС 20)	35/10	2х8	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Бабино (ПС 24)	35/10	2х6,3	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Нурма (ПС 718)	35/10	2х10	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Трубников Бор (ПС 732)	35/10	2х4	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого						291,06		
<i>Амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений</i>								
ПС 35 кВ Пугарево (ПС 640)	35/6	4	силовых тр-ров	4	2023	47,28	Замена морально и физически изношенного оборудования сроком эксплуатации более 50 лет. Повышение надежности электроснабжения потребителей района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого						47,28		
Западная часть Ленинградской области								
<i>Для присоединения новых потребителей</i>								
ПС 35 кВ Пудость (Тяговая-4)	35/10	1х6,3	силового тр-ра	1х10	2023	26,5	В связи с ростом нагрузки района ПС	тр-р на балансе ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Радофинниково	35/10	1,8	силовых тр-ров	4	2022	47,28	В связи с ростом нагрузки района	АО «ЛОЭСК»

Наименование ПС	Тип Т, кВ	Мощность, МВ·А	Перечень работ по переустройству ПС (установка и/или замена)	Кол-во устанавливаемого оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	Обоснование работ по переустройству	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
							ПС	
Итого						73,78		
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий</i>								
ПС 35 кВ Новинка (ПС НОВ)	35/6-10	2х4+2,5	ячейки	1	2023	17,36	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Поречье (ПС 21)	35/10	2,5	ячейки	1	2023	12,11	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Рель (ПС 43)	35/10	2х4	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Старополье (ПС 15)	35/10	2х2,5	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Жабино (ПС 6)	35/10	2х6,3	ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ Рудно (ПС 16)	35/10	1,8	ячейки	1	2023	12,11	Повышение надежности электрообеспечения потребителей района ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»
ПС 35 кВ 40 ГОК	35/0,4		ячеек	2	2023	25,03	Замена ОД и КЗ на выключатели	Абонентская
ПС 35 кВ Ирмино	35/6	2х6,3	ячеек 35 кВ	8	2024	145,4	Завершение реконструкции. Деятельность по технологическому присоединению, в том числе присоединение льготных категорий потребителей. Наличие заключенных договоров на ТП. Присоединение новых и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей.	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого						287,1		
Для присоединения новых потребителей						422,54		
Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий						1232,06		
Амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений						47,28		
Итого						1701,88		

Таблица Г.7 - Перечень ЛЭП 35 кВ, намечаемых к реконструкции в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений.
Базовый вариант

Наименование ЛЭП	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Капитало- вложения, млн.руб.	Обоснование необходимости реконструкции	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
Северная часть Ленинградской области					
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий:</i>					
Гавриловская-2	21,65	2025	176,37	Замена провода для повышения пропускной способности и обеспечения допустимых уровней напряжения сети 35 кВ	ПАО «Россети Ленэнерго»
Гавриловская-4	5,5	2025	43,87		ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого			220,23		
Западная часть Ленинградской области					
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий:</i>					
Алексеевская-1	14,1	2024	164,51	Для обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ в сети ПС 110 кВ Кингисепп-город - ПС 110 кВ Волосово в послеаварийном режиме замена существующего провода АС 120 на АС 150	ПАО «Россети Ленэнерго»
Фалилеевская-1	18,3	2024	213,52	Для обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ в сети ПС 110 кВ Кингисепп-город - ПС 110 кВ Волосово в послеаварийном режиме замена существующего провода АС 50 на АС 150	ПАО «Россети Ленэнерго»
Фалилеевская-2	21,8	2024	254,35	Для обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах 35 кВ ПС 35 кВ в сети ПС 110 кВ Кингисепп-город - ПС 110 кВ Волосово в послеаварийном режиме замена существующего провода АС 50 на АС 150	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого			632,38		
Итого для присоединения новых потребителей			-		
Итого развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий			852,61		
Итого амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений			-		
Итого			852,61		

Таблица Г.8 - Перечень ЛЭП 35 кВ, намечаемых к реконструкции в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений. Региональный вариант (ЛЭП, не вошедшие в базовый вариант)

Наименование ЛЭП	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн.руб.	Обоснование необходимости реконструкции	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
Северная часть Ленинградской области					
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий:</i>					
Высокое	6,1	2022	35,64	Замена провода и изоляции. Реконструкция Участка ВЛ-35 кВ от оп.13 до ПС Высокое, протяженностью 6,1 км, введенного в эксплуатацию в 1961 г., эксплуатируется более 50 лет. Выполнение требований п. 2.3.11 ПТЭ в части содержания изоляторов, опор (Приложение 3.1 табл 12) в надлежащем порядке. Улучшение количественных показателей надежности электроснабжения Saidi, Saifi в соответствии с формой №1.	ПАО «Россети Ленэнерго»
Гранит-1, 2	23,8	2025	137,52	Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Линия введена в эксплуатацию в 1977 г., построена на металлических и железобетонных опорах, угловые ж/б опоры имеют дефекты (трещины, сколы), ж/б опоры № 3-13 имеют вертикальные трещины на высоту 5-10 м с шириной раскрытия более 0,3 мм, арматура с коррозионным износом до 80%, отсутствуют связи арматуры с бетоном	ПАО «Россети Ленэнерго»
Мичуринская-2	7,8	2023	включены в стоимость реконструкции ПС	Замена провода для повышения надежности электроснабжения. Срок эксплуатации более 61 года, выполнена проводом АС-120, АС-70	ПАО «Россети Ленэнерго»
Пери-1	2,86	2022	33,12	Замена медного провода М-70 на сталеалюминиевый АС-120 для повышения надежности электроснабжения	ПАО «Россети Ленэнерго»
Пери-2	2,86	2022	33,12	Замена медного провода М-70 на сталеалюминиевый АС-120 для повышения надежности электроснабжения	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого			239,4		
Восточная часть Ленинградской области					
<i>Амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений</i>					
Ижорская-4	0,5	2022	6,34	Срок эксплуатации более 50 лет. ИТС ЛЭП - 50,08 ед.	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого			6,34		
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий:</i>					
Ладожская-1	4	2023	46,33	Замена медного провода М-70 на сталеалюминиевый АС-120 для повышения надежности электроснабжения	ПАО «Россети Ленэнерго»

Наименование ЛЭП	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн.руб.	Обоснование необходимости реконструкции	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
Щегловская-1	9,4	2024	108,86	Замена медного провода М-70 на сталеалюминиевый АС-120 для повышения надежности электроснабжения	ПАО «Россети Ленэнерго»
Щегловская-2	3,4	2021	39,38	Замена медного провода М-70 на сталеалюминиевый АС-120 для повышения надежности электроснабжения	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого			194,57		
Западная часть Ленинградской области					
<i>Развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий:</i>					
Руднинская-1	10,1	2023	116,96	Замена провода сечением 35 мм ² , ниже нормируемого, на провод сечением 120 мм ² для повышения надежности электроснабжения	ПАО «Россети Ленэнерго»
Вердужская-1	35,21	2023	407,76	Замена провода сечением 35 мм ² , ниже нормируемого, на провод сечением 120 мм ² для повышения надежности электроснабжения	ПАО «Россети Ленэнерго»
Серебрянская-1	11,4	2024	133,01	Для обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах 35 кВ ПС в сети ПС 110 кВ Серебрянка - ПС 110 кВ Луга в послеаварийном режиме замена существующего провода АС-95 на АС-150	ПАО «Россети Ленэнерго»
Скребловская-2	16,4	2024	191,35	Для обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах 35 кВ ПС в сети ПС 110 кВ Серебрянка - ПС 110 кВ Луга в послеаварийном режиме замена существующего провода АС-95 на АС-150	ПАО «Россети Ленэнерго»
Скребловская-3	13,2	2024	154,01	Для обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах 35 кВ ПС в сети ПС 110 кВ Серебрянка - ПС 110 кВ Луга в послеаварийном режиме замена существующего провода АС-95 на АС-150	ПАО «Россети Ленэнерго»
Перевод ВЛ 35 кВ Ломоносовская-7, 9 в кабельное исполнение	2x2,3	2023	131,89	Освобождение городской территории. Программа перевода воздушных ЛЭП 35-110 кВ в кабельное исполнение	ПАО «Россети Ленэнерго»
Реконструкция ВЛ Ломоносовская-3 с образованием заходов КЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Гидроприбор и ПС 110 кВ Дамба-3 (ПС 223)	7,63; 0,7	2023	229,5	Освобождение городской территории. Программа перевода воздушных ЛЭП 35-110 кВ в кабельное исполнение	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого			1364,48		
<i>Амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений:</i>					

Наименование ЛЭП	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн.руб.	Обоснование необходимости реконструкции	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
ВЛ 35 кВ Ломоносовская-2	4,16	2024	4,13	Замена провода в пролетах опор №№40-62	ПАО «Россети Ленэнерго»
ВЛ 35 кВ Усть-Лужская-1	28	2023	6,92	Замена грозозащитного троса	ПАО «Россети Ленэнерго»
Итого			11,05		
Итого для присоединения новых потребителей			-		
Итого развитие сети в соответствии с требованиями современного технического оснащения и внедрения прогрессивных технологий			1798,45		
Итого амортизация сетей с учетом реновации аварийных сетевых сооружений			17,39		
Итого			1815,84		

Таблица Г.9 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Васкелово (ПС 630), необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
20-11553	03.01.2021	индивидуальный жилой дом	10	2
11-32497	26.10.2012	земельный участок	80	16
16-21491	12.03.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
16-32235	31.12.2019	антенна	15	3
16-36385	15.07.2020	СНТ	555	222
16-6563	01.07.2019	фельдшерско-акушерский пункт	60,41	12,082
17-32820	25.01.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-38398	27.02.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-38400	27.02.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-40683	27.02.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-11740	24.07.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-1413	10.07.2019	фермерское хозяйство	15	3
18-3502	14.06.2018	здание	15	3
18-388	16.05.2018	индивидуальный жилой дом	12,17	2,434
18-45666	05.04.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-55270	24.05.2019	индивидуальный жилой дом	12,18	2,436
18-62703	29.07.2019	нежилое здание	150	30
18-7050	04.05.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-32268	07.10.2021	СНТ	1100,89	440,356
19-34968	26.03.2020	база отдыха	150	30
19-39311	01.07.2021	СНТ	118,9	47,56
19-4574	30.12.2021	спортивный объект	128	25,6
19-9210	17.10.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
19-59481	02.08.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-59837	02.08.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-11980	22.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-12829	19.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-13182	30.12.2020	магазин	100	20
20-2093	13.08.2020	индивидуальный жилой дом	12	2,4
20-512899	11.02.2021	производственное здание	80	16
20-513696	13.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-8787	06.11.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-9277	14.09.2020	индивидуальный жилой дом	10	2
20-9792	05.10.2020	вагон-бытовка	15	3
Договоры до 150 кВт включительно,	32	шт.	1208,66	265,512
Из них до 15 кВт включительно,	25	шт.	421,35	84,27
Итого	34	шт.	2864,55	927,868
Общая сумма по ПС, кВт:				927,868
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1", кВА				9000
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1" с учетом договорных обязательств, кВА				10030,96
Номинальная мощность трансформатора, кВА				6300
				10000
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1" с учетом договорных обязательств, %				1,59
				1,003
ДДТН при t=+5 °С, %				1,35
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой Т-1 6,3 МВА:				Превышает
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой Т-2 10 МВА:				Не превышает

Таблица Г.10 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Красноборская (ПС 606), необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
18-27903	06.07.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-512622	29.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-513160	27.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-514111	04.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-525453	14.02.2021	вагон-бытовка	15	3
09-9110	19.01.2011	земельный участок	68	13,6
12-25395	30.12.2017	земельный участок	10	2
12-25398	30.12.2017	земельный участок	10	2
13-5182	30.12.2017	индивидуальный жилой дом	10	2
14-20585	15.08.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
14-34494	16.09.2015	индивидуальный жилой дом	3	0,6
14-36664	07.01.2017	индивидуальный жилой дом	3	0,6
15-11940	31.12.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
15-14537	24.12.2015	индивидуальный жилой дом	15	3
15-27865	09.04.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
15-30912	20.04.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
15-30924	20.04.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
15-38426	10.11.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
15-43487	30.06.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
15-43489	15.07.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
15-43533	15.07.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
15-8004	25.11.2015	индивидуальный жилой дом	15	3
15-8113	09.09.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
16-10117	21.08.2016	индивидуальный жилой дом	15	3
16-37161	09.08.2017	индивидуальный жилой дом	12	2,4
16-39070	13.07.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
16-40960	04.08.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-12115	01.06.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-16133	01.06.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-16245	01.12.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-18311	01.06.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-18337	30.06.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
17-19221	17.07.2018	индивидуальный жилой дом	10	2
17-22670	01.02.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-23107	13.03.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-256	01.06.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-27930	07.08.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-28389	23.12.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-2963	01.06.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-30275	30.01.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-30978	12.01.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-3225	01.06.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-32938	30.06.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-33195	25.01.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-37793	15.05.2018	стройка	150	30
17-38477	13.05.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-38482	03.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
17-38492	13.05.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-38496	13.05.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-38501	13.05.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-39724	13.05.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-40686	18.04.2018	производственное помещение	150	30
17-40735	11.05.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-45718	27.05.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-47577	13.04.2019	индивидуальный жилой дом	15	3

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
17-49311	13.04.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-51676	20.04.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-5870	24.09.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-5910	05.10.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-9496	01.06.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-1301	29.07.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-13994	03.08.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-14033	06.08.2018	фермерское хозяйство	15	3
18-15439	10.08.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-19068	27.06.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
18-19070	27.06.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
18-19524	08.09.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-19525	08.09.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-19529	08.09.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-2378	25.05.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-24120	25.09.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-2436	25.07.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-25754	08.10.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-26159	14.12.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-29969	05.11.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-3025	30.05.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-32169	09.01.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-36096	15.04.2020	школа	242,17	48,434
18-38073	24.08.2019	нежилое здание	150	30
18-38077	24.08.2019	нежилое здание	150	30
18-38079	24.08.2019	нежилое здание	150	30
18-38082	24.08.2019	нежилое здание	150	30
18-38083	24.08.2019	нежилое здание	150	30
18-38084	24.08.2019	нежилое здание	150	30
18-38085	24.08.2019	нежилое здание	150	30
18-40529	28.12.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-42114	10.03.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-43033	11.01.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-43326	12.03.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-44739	24.01.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-46978	03.02.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-46980	03.04.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-54183	21.11.2019	индивидуальный жилой дом	150	30
18-57478	10.04.2019	индивидуальный жилой дом	11	2,2
18-8956	28.07.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
19-1120	18.05.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
19-1126	22.05.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
19-13332	18.08.2019	индивидуальный жилой дом	30	6
19-18199	25.09.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
19-20027	17.12.2019	вагон-бытовка	15	3
19-21126	24.12.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
19-25592	09.01.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-25885	30.12.2019	вагон-бытовка	15	3
19-26991	22.01.2020	вагон-бытовка	15	3
19-28611	02.12.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
19-28730	01.02.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-29011	16.02.2020	нежилое здание	15	3
19-29014	16.02.2020	нежилое здание	15	3
19-29016	16.02.2020	нежилое здание	15	3
19-29041	16.02.2020	нежилое здание	15	3
19-29042	16.02.2020	нежилое здание	15	3
19-29043	16.02.2020	нежилое здание	15	3
19-29044	16.02.2020	нежилое здание	15	3

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
19-29045	16.02.2020	нежилое здание	15	3
19-29048	16.12.2019	нежилое здание	15	3
19-32138	15.02.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-34340	22.12.2019	индивидуальный жилой дом	10	2
19-34808	02.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-35849	13.09.2020	индивидуальный жилой дом	150	30
19-38679	28.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-39121	07.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-43267	17.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-44554	18.02.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-50561	12.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-51951	03.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-54103	30.06.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-55681	26.06.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-8939	22.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-10405	22.11.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-10474	27.09.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-11216	01.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-11291	02.12.2020	освещение	15	3
20-11395	22.10.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-1180	08.06.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-12521	19.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-12786	19.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-1290	03.08.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-1576	09.08.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-2055	10.06.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-3727	21.04.2021	СНТ	88,56	17,712
20-4152	06.03.2021	индивидуальный жилой дом	30	6
20-4598	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4599	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4601	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4602	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4603	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4604	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4605	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4606	22.09.2020	нежилое здание	150	30
20-4614	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4615	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4616	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4617	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4618	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4628	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4629	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4630	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4631	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-4632	22.09.2020	производственное здание	150	30
20-512614	26.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-512948	12.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-513768	30.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-513952	30.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-513979	29.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-513992	23.01.2021	гараж	15	3
20-514250	04.02.2021	производственное здание	150	30
20-514271	27.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-514766	11.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-514815	11.08.2021	фермерское хозяйство	15	3
20-515255	03.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-515538	05.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
20-515795	19.02.2021	ДНП	15	3
20-515815	17.02.2021	индивидуальный жилой дом	5	1
20-5696	08.10.2020	ДНП	15	3
20-7305	09.10.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-7988	04.12.2020	нежилое здание	150	30
20-9503	19.11.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-9776	21.11.2020	нежилое здание	15	3
Договоры до 150 кВт включительно,	177	шт.	6930,56	1386,112
Из них до 15 кВт включительно,	142	шт.	2064	412,8
Итого	178	шт.	7172,73	1434,546
Общая сумма по ПС, кВт:				1434,546
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1", кВА				16920
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, кВА				18513,94
Номинальная мощность трансформатора, кВА				10000
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, %				1,85
ДДТН при t=+5 °С, %				1,35
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой:				Превышает

Таблица Г.11 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Житковская, необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
19-59482	15.01.2021	индивидуальный жилой дом	20	4
20-513290	03.02.2021	индивидуальный жилой дом	12	2,4
20-529102	17.04.2021	индивидуальный жилой дом	14,6	2,92
10-22318	30.06.2011	земельный участок	12,75	2,55
17-10052	26.09.2020	индивидуальный жилой дом	5	1
17-33864	23.01.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-3919	20.04.2021	индивидуальный жилой дом	5	1
17-52724	20.06.2018	индивидуальный жилой дом	5	1
17-7224	25.09.2020	нежилое помещение	15	3
17-8398	04.04.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-10396	06.11.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-11189	17.07.2020	индивидуальный жилой дом	10	2
18-14672	30.06.2020	индивидуальный жилой дом	12	2,4
18-14673	25.05.2020	индивидуальный жилой дом	12	2,4
18-14674	30.06.2020	индивидуальный жилой дом	12	2,4
18-14677	31.01.2020	индивидуальный жилой дом	12	2,4
18-16301	06.05.2020	фермерское хозяйство	75	15
18-19141	06.11.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-24779	06.11.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-40547	30.06.2020	фермерское хозяйство	15	3
18-40568	30.06.2020	фермерское хозяйство	15	3
18-4663	25.09.2020	фермерское хозяйство	15	3
18-5284	24.09.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
18-7992	27.09.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
18-8005	12.03.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-8361	25.09.2020	индивидуальный жилой дом	15	3

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
19-19518	29.04.2020	индивидуальный жилой дом	140	28
19-21552	16.07.2020	фермерское хозяйство	150	30
19-21554	10.06.2020	фермерское хозяйство	150	30
19-39833	26.04.2021	индивидуальный жилой дом	50	10
19-41053	07.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-45618	22.02.2020	индивидуальный жилой дом	12	2,4
19-47806	06.03.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-47816	06.03.2020	фермерское хозяйство	15	3
19-54316	03.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
19-59919	28.03.2021	СНТ	136,8	27,36
20-13664	26.10.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-512874	21.01.2021	нежилое здание	15	3
20-513198	04.02.2021	индивидуальный жилой дом	12	2,4
20-515303	28.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-515456	13.12.2020	индивидуальный жилой дом	11	2,2
20-6350	12.10.2020	фермерское хозяйство	15	3
Договоры до 150 кВт включительно,	42	шт.	1184,15	236,83
Из них до 15 кВт включительно,	35	шт.	462,35	92,47
Итого	42	шт.	1184,15	236,83
Общая сумма по ПС, кВт:				236,83
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1", кВА				2440
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, кВА				2703,14
Номинальная мощность трансформатора, кВА				1800
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, %				1,50
ДДТН при t=+5 °С, %				1,075
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой:				Превышает

Таблица Г.12 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Лада, необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
ПС 35 кВ Лада				
20-519457	19.02.2021	оздоровительный центр	150	30
20-524138	12.04.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-528567	12.04.2021	вагон-бытовка	15	3
20-05/09-649Ф	22.12.2020	земельный участок под существующий дачный дом	15	3
16-05/9-489Ф	23.12.2020	земельный участок под строительство индивидуального жилого дома	15	3
18-05/9-193Ф	21.12.2020	дачный дом	15	3
10-27931	31.12.2017	Жилой дом	8,5	1,7
10-910	31.12.2017	земельный участок	12,75	2,55
15-15214	01.06.2018	индивидуальный жилой дом	4,5	0,9
15-32766	30.06.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
16-31871	28.04.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
16-35145	05.06.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-20398	24.02.2018	фермерское хозяйство	15	3
17-20527	30.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
17-20532	07.05.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
17-21268	30.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
17-30628	17.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
17-3154	22.08.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-3164	02.09.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-3170	22.08.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-47430	15.04.2018	индивидуальный жилой дом	8,42	1,684
17-6912	17.09.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
18-1011	18.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
18-11041	07.04.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-13816	06.04.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-13817	06.04.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-18264	05.09.2018	индивидуальный жилой дом	12	2,4

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
18-28546	02.01.2019	индивидуальный жилой дом	10	2
18-39049	16.12.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-52102	14.03.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-54687	24.03.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
18-59189	29.01.2020	индивидуальный жилой дом	150	30
18-59190	30.04.2020	индивидуальный жилой дом	150	30
18-59193	30.04.2020	индивидуальный жилой дом	150	30
18-62400	01.07.2019	база отдыха	150	30
19-21783	20.10.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
19-22049	10.09.2021	СНТ	70,2	14,04
19-51067	18.06.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-53005	04.04.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-56490	10.12.2020	индивидуальный жилой дом	150	30
20-10386	28.11.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-10394	28.11.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-11602	11.06.2021	лесоторговая база	150	30
20-12145	11.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-12149	11.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-12341	26.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-13140	25.06.2021	индивидуальный жилой дом	149	29,8
20-13363	26.12.2020	нежилое здание	15	3
20-281	30.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-512963	21.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-517430	20.02.2021	узел связи	1	0,2
20-517680	12.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-9487	14.11.2020	индивидуальный жилой дом	12	2,4
20-9771	18.11.2020	фермерское хозяйство	15	3
20-05/09-409Ф	05.12.2020	земельный участок для ведения дачного хозяйства	15	3
Договоры до 150 кВт включи-	55	шт.	1908,37	381,67

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
Из них до 15 кВт включительно,	46	шт.	639,17	127,83
Итого	55	шт.	1908,37	381,67
Общая сумма по ПС, кВт:				381,67
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1", кВА				6340
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, кВА				6764,08
Номинальная мощность трансформатора, кВА				4000
				6300
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, %				1,69
				1,07
ДДТН при t=+5 °С, %				1,35
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой Т-1 4 МВА:				Превышает
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой Т-2 6,3 МВА:				Не превышает

Таблица Г.13 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Приморская, необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
20-05/03-532Ф	22.12.2020	жилой дом	15	3
20-05/03-575Ф	17.12.2020	земельный участок под строительство индивидуального жилого дома	15	3
20-05/03-586Ф	22.12.2020	дом	15	3
14-05/3-174Ф	21.12.2020	жилой дом с мансардой	15	3
18-05/3-365	17.12.2020	земельный участок для размещения индивидуального (одноквартирного) отдельно стоящего и (или) блокированного жилого дома в 1-2 этажа	15	3
20-522931	14.01.2021	оборудование связи	0,021	0,0042
17-05/8-056	29.01.2021	земельный участок для строительства жилого дома	15	3
17-05/3-308Ф	22.11.2018	земельный участок под коллективное садоводство	200	40
19-05/03-233Ф	09.01.2020	земельный участок под строительство индивидуального жилого дома	15	3
20-05/03-455Ф	01.01.2021	жилой дом и земельный участок	15	3
17-05/3-025Ф	31.12.2022	наружное освещение автомобильной дороги	11	2,2
20-05/03-607Ф	11.03.2021	земельный участок под строительство индивидуального жилого дома	30	6
17-05/3-168Ф	31.12.2022	наружное освещение автомобильной дороги	3	0,6
17-05/3-430Ф	30.10.2018	одноэтажный дощатый дом	15	3

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
19-05/03-039	12.08.2020	одноэтажный дощатый дом (спальный корпус)	15	3
20-05/03-082Ф	21.04.2021	земельный участок для ведения садоводства	150	30
20-05/03-316Ф	08.11.2020	земельный участок под индивидуальное строительство	15	3
20-05/03-621Ф	12.03.2021	жилой дом	15	3
20-05/03-481Ф	23.01.2021	нежилое здание (магазин)	15	3
19-05/03-253Ф	30.06.2021	жилой дом с мансардой и надворной постройкой	15	3
20-05/03-213Ф	07.11.2020	земельный участок под жилой дом	15	3
20-05/03-516Ф	29.01.2021	жилой дом	15	3
20-05/03-641Ф	17.03.2021	нежилое здание	15	3
20-05/03-666Ф	03.04.2021	нежилое здание	40	8
17-05/3-022Ф	31.12.2022	наружное освещение автомобильной дороги	11	2,2
16-05/3-633Ф	11.01.2019	садоводство	240	48
17-05/8-348	25.10.2018	земельный участок под изолированную часть жилого дома	15	3
20-05/03-675Ф	04.04.2020	земельный участок под строительство индивидуального жилого дома	15	3
19-05/03-076Ф	30.06.2021	земельный участок под строительство жилого дома	15	3
19-05/03-019Ф	21.08.2019	жилой дом	15	3
20-05/03-732Ф	01.10.2020	нежилое здание	120	24
20-05/03-772Ф	30.04.2021	жилой дом	15	3
20-05/03-723Ф	24.04.2021	жилой дом	15	3
17-05/3-024Ф	31.12.2022	наружное освещение автомобильной дороги	11	2,2
18-05/3-330Ф	30.04.2021	индивидуальная дача	15	3
18-05/3-357Ф	31.08.2020	земельный участок под размещение индивидуального (одноквартирного) отдельно стоящего и (или) блокированного жилого дома в 1-2 этажа	15	3
18-05/3-553Ф	21.03.2019	изолированная часть одноэтажного дощатого дома	15	3
19-05/03-264Ф	22.01.2020	земельный участок для строительства жилого дома	5	1
20-05/03-748Ф	29.04.2021	земельный участок для ведения садоводства, для ведения гражданами садоводства и огородничества	15	3
16-05/3-464Ф	30.09.2017	земельный участок	150	30
18-05/3-554Ф	31.12.2020	земельный участок под изолированную часть одноэтажного дощатого дома	15	3
12-05/3-403Ф	26.08.201	базовая станция сотовой связи (БССС)	15	3

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
	3			
18-05/3-912	30.06.2021	дачный дом	15	3
18-05/3-1028	30.06.2021	земельный участок под строительство кафе	100	20
12-05/8-023	31.08.2020	земельный участок	15	3
20-05/03-176Ф	31.12.2020	жилой дом	15	3
10-05/3-298	31.12.2019	жилой дом	10	2
11-05/3-474	31.08.2020	ИЖС	15	3
18-05/3-364Ф	31.08.2020	земельный участок под размещение индивидуального (одноквартирного) отдельно стоящего и (или) блокированного жилого дома в 1-2 этажа	15	3
09-05/3-025	30.06.2021	ИЖС	5	1
09-05/3-154	31.01.2018	спортивный комплекс	50,067	10,0134
17-05/3-898	31.12.2019	земельный участок для строительства индивидуального жилого дома	15	3
10-05/3-344	31.08.2020	ИЖС	15	3
20-05/03-374Ф	30.11.2020	жилой дом	15	3
20-05/03-468Ф	01.01.2021	земельный участок для строительства индивидуального жилого дома	15	3
16-05/3-021Ф	31.08.2020	земельный участок для размещения индивидуального (одноквартирного) жилого дома	15	3
12-05/3-294	31.08.2020	жилой дом	15	3
09-05/3-326	31.08.2020	жилой дом	15	3
10-05/5-553	31.12.2016	таксофон	0,06	0,012
11-05/3-406	30.06.2021	ИЖС	15	3
17-05/3-661	30.06.2019	дачный дом	15	3
20-05/03-668Ф	27.03.2021	земельный участок	15	3
20-05/03-696Ф	27.04.2021	земельный участок под жилой дом, для иных видов илой застройки	40	8
20-05/03-751Ф	28.04.2021	нежилое здание	123,25	24,65
14-05/3-255Ф	31.12.2020	земельный участок для индивидуального жилищного строительства	15	3
14-05/3-338Ф	31.08.2020	одноэтажный жилой дом с мансардой и надворной постройкой	15	3
18-05/3-421Ф	30.06.2021	земельный участок для индивидуального жилищного строительства	15	3
18-05/3-450Ф	31.07.2021	часть одноэтажного дощатого дома (спальный корпус) с верандой	15	3
18-05/3-932	30.06.2021	часть бельевого склада для использования под дачу	15	3
18-05/3-130Ф	31.12.2021	земельный участок под размещение гостиницы	70	14

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
	1			
08-05/3-159	23.03.2010	ИЖС	15	3
14-05/3-086Ф	31.12.2020	здание склада	15	3
13-05/3-488Ф	31.07.2020	жилой дом	15	3
14-05/3-326	31.12.2021	база отдыха	100	20
15-05/3-288Ф	01.06.2021	земельный участок под строительство культурно-досугового центра	356	71,2
11-05/3-222	31.12.2019	авторемонтная мастерская	15	3
15-05/3-375	13.12.2018	садоводство	250	50
19-05/03-112Ф	30.06.2021	дом	15	3
20-05/08-053	30.06.2021	индивидуальный жилой дом с мансардой	15	3
20-05/03-417Ф	07.12.2020	земельный участок под индивидуальное жилищное строительство	15	3
20-05/03-216	25.01.2021	опора двойного назначения	15	3
20-05/03-628Ф	12.03.2021	земельный участок для индивидуального строительства	15	3
18-05/3-275Ф	29.01.2021	торговый павильон	15	3
18-05/3-476	31.12.2021	автоматическая дорожная метеостанция	1	0,2
16-05/8-342	23.10.2016	жилой дом с мансардой и надворными постройками	40	8
09-05/3-327	31.08.2020	жилой дом	15	3
17-05/3-545Ф	31.12.2021	наружное уличное освещение	15	3
Договоры до 150 кВт включительно,	83	шт.	1985,398	397,0796
Из них до 15 кВт включительно,	71	шт.	972,081	194,4162
Итого	87	шт.	3031,398	606,2796
Общая сумма по ПС, кВт:				606,2796
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1", кВА				5070
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, кВА				5743,64
Номинальная мощность трансформатора, кВА				4000
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, %				1,44
ДДТН при t=+5 °С, %				1,075
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой:				Превышает

Таблица Г.14 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Петрокрепость, необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
17-10/9-324	31.12.2019	земельный участок для размещения антенной опоры	15	3
19-10/09-986Ф	24.12.2020	земельный участок под строительство и эксплуатацию стоянки маломерного водного транспорта с сопутствующими сооружениями	50	10
19-10/09-287Ф	05.07.2020	здание хирургического корпуса, здание терапевтического корпуса с подвалом	276	55,2
20-10/09-684Ф	21.01.2021	Здание котельной	100	20
20-10/09-250Ф	02.12.2021	дом бытовых услуг с подвалом	150	30
20-10/09-674Ф	19.01.2021	жилой дом	15	3
20-10/09-949Ф	02.04.2021	земельный участок для индивидуального жилищного строительства, для индивидуальной жилой застройки	15	3
19-10/09-871Ф	22.12.2022	нежилое помещение	38	7,6
20-10/09-277Ф	23.11.2021	Земельный участок для ИЖС	15	3
18-10/9-924Ф	05.03.2021	торгово-развлекательный комплекс	150	30
18-10/9-009Ф	09.04.2019	земельный участок для садоводства	1260	1134
20-10/09-935Ф	29.03.2021	земельный участок для индивидуального жилищного строительства	15	3
12-22/1-218	06.10.2021	Складское помещение	45	9
12-22/1-341	31.12.2017	банный комплекс	45,29	9,058
19-10/09-338	11.10.2019	государственный музей "Шлиссельбургская крепость "Орешек"	400	80
20-10/09-067	06.11.2020	земельные участки под швейное производство	600	120
Договоры до 150 кВт включительно,	12	шт.	653,29	130,658
Из них до 15 кВт включительно,	5	шт.	75	15
Итого	16	шт.	3189,29	1519,858
Общая сумма по ПС, кВт:				1519,858
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1", кВА				6280
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1" с учетом договорных обязательств, кВА				7968,73
Номинальная мощность трансформатора, кВА				6300
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1" с учетом договорных обязательств, %				1,26
ДДТН при t=+5 °С, %				1,075
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой:				Превышает

Таблица Г.15 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Дунай (ПС 632), необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
13-18915	14.01.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
18-21360	15.09.2018	освещение	4	0,8
18-45184	04.02.2019	индивидуальный жилой дом	10	2
18-45891	01.03.2020	оборудование связи	5	1
18-48112	16.05.2019	станция сотовой связи	15	3
19-20446	11.06.2020	производственное здание	150	30
19-27908	23.12.2019	СНТ	100	20
19-28137	06.12.2019	оборудование связи	15	3
19-52946	30.04.2020	оборудование связи	0,025	0,005
19-52948	30.04.2020	оборудование связи	0,025	0,005
20-516820	17.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
Договоры до 150 кВт включительно,	11	шт.	329,05	65,81
Из них до 15 кВт включительно,	9	шт.	79,05	15,81
Итого	11	шт.	329,05	65,81
Общая сумма по ПС, кВт:				65,81
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1", кВА				4840
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1" с учетом договорных обязательств, кВА				4913,12
Номинальная мощность трансформатора, кВА				4000
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1" с учетом договорных обязательств, %				1,23
ДДТН при t=+5 °C, %				1,075
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой:				Превышает

Таблица Г.16 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Тельмана (ПС 715), необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
20-513034	27.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-513127	24.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-513970	30.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
11-14397	21.03.2012	земельный участок	51	10,2
13-17571	18.02.2019	освещение	55	11
13-17572	24.02.2019	освещение	25	5
15-42106	11.07.2020	Площадка	561,1	112,22
16-39702	31.12.2019	установка защиты от коррозии	2,2	0,44
17-20283	30.04.2018	производственное здание	650	130
17-25470	31.05.2018	автостоянка	15	3
17-36625	24.10.2018	очистные сооружения	85	17
18-25631	05.12.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-30513	29.06.2020	религиозный объект	91,8	18,36
18-57116	19.12.2019	нежилое здание	150	30
18-57117	19.12.2019	нежилое здание	150	30
18-59203	10.04.2019	индивидуальный жилой дом	15	3
19-15590	17.06.2021	СНТ	626,8	125,36
19-28228	09.09.2020	административно-складской комплекс	667	133,4
19-30960	30.10.2021	нежилое здание	151	30,2
19-38320	01.07.2021	склад	50	10
19-41055	22.04.2020	административно-складской комплекс	15	3
19-47656	06.05.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
19-51171	27.03.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-10193	24.11.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-10875	27.11.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-10879	27.11.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-11196	01.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-11569	10.10.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-11632	05.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-12797	16.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-1745	04.08.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-300	20.07.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-4404	29.03.2021	производственное здание	150	30
20-4407	03.12.2020	производственное здание	150	30
20-512915	05.02.2021	административно-складской комплекс	150	30
20-513758	29.01.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-514492	12.02.2021	нежилое здание	150	30
20-514762	25.08.2021	СНТ	24,3	4,86
20-515466	07.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-515477	03.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-520924	27.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-8224	16.12.2020	оборудование связи	15	3
Договоры до 150 кВт включительно,	37	шт.	1629,3	325,86
Из них до 15 кВт включительно,	24	шт.	347,2	69,44
Итого	42	шт.	4285,2	857,04
Общая сумма по ПС, кВт:				857,04
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1", кВА				6670
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "n-1" с учетом догово-				7622,27

ворных обязательств, кВА	
Номинальная мощность трансформатора, кВА	6300
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, %	1,21
ДДТН при t=+5 °С, %	1,075
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой:	Превышает

Таблица Г.17 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Андрианово (ПС 722), необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
20-513029	03.02.2021	котельная	17,8	3,56
20-518601	18.02.2021	индивидуальный жилой дом	12	2,4
20-520362	28.02.2021	индивидуальный жилой дом	0,4	0,08
20-524622	29.03.2021	автомобильная дорога	17	3,4
16-25496	01.03.2017	индивидуальный жилой дом	15	3
17-44598	25.03.2018	индивидуальный жилой дом	3,17	0,634
17-45819	17.05.2018	индивидуальный жилой дом	5	1
17-46055	09.06.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-29554	10.11.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
18-38373	30.03.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
18-60274	20.08.2020	СНТ	133,38	26,676
18-62449	10.05.2019	индивидуальный жилой дом	12,17	2,434
19-11488	11.10.2019	нежилое здание	15	3
20-515089	05.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-515882	05.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-516123	13.12.2020	индивидуальный жилой дом	13	2,6
20-516293	04.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-516757	03.12.2020	индивидуальный жилой дом	12	2,4
20-517528	07.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
20-521310	22.12.2020	индивидуальный жилой дом	12	2,4
20-9652	29.09.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
Договоры до 150 кВт включительно,	21	шт.	387,92	77,584
Из них до 15 кВт включительно,	18	шт.	219,74	50,908
Итого	21	шт.	387,92	77,584
Общая сумма по ПС, кВт:				77,584
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1", кВА				6410
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, кВА				6496,20
Номинальная мощность трансформатора, кВА				4000
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, %				1,62
ДДТН при t=+5 °С, %				1,35
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой:				Превышает

Таблица Г.18 – Обоснование реконструкции ПС 35 кВ Кингисеппская (ПС 17), необходимость увеличения трансформаторной мощности которой обусловлена перспективным ростом нагрузки.

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
18-42585	31.12.2020	освещение	14	2,8
18-42591	31.12.2020	освещение	15	3
20-516777	08.02.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
19-08/01-079Ф	17.12.2020	земельный участок под предпринимательство	150	30
20-08/01-313Ф	25.12.2020	индивидуальный жилой дом	15	3
20-08/01-344Ф	25.12.2020	Жилой дом	15	3
20-08/01-347Ф	25.12.2020	жилой дом	15	3
19-08/01-204Ф	27.01.2021	объект незавершенного строительства	50	10
20-08/01-144Ф	18.02.2021	Часть контейнерной площадки площадью 600,0 кв.м общей площадью 2240,0 кв.м.	30	6
20-08/01-059Ф	17.02.2021	земельный участок для размещения производственной базы	100	20
20-08/01-103Ф	27.01.2021	нежилое помещение	15	3
20-08/01-141	08.01.2021	опора двойного назначения	15	3
20-08/01-193Ф	17.05.2021	Земельный участок для строительства зданий духовно-просветительного комплекса	15	3
20-08/01-307Ф	13.04.2021	земельный участок для ИЖС	50	10
20-08/01-265Ф	16.01.2021	жилой дом	15	3
20-08/01-322Ф	21.02.2021	земельный участок для ведения ИЖС	15	3
20-08/01-361Ф	25.03.2021	1-этажный жилой дом с жилой мансардой	15	3
20-08/01-374Ф	14.06.2021	нежилое помещение	15	3
19-08/01-083Ф	28.03.2021	нежилое здание	15	3
20-08/01-394Ф	29.04.2021	Земельный участок для ИЖС	15	3
14-08/1-100Ф	15.02.2015	здание мастерские с пристройкой, незавершенной строительством	70	14
19-08/01-412Ф	09.12.2021	земельный участок под ИЖС	15	3
19-08/01-452Ф	17.02.2021	здание производственной базы на земельном участке кад. № 47:20:0911004:17	150	30
16-08/1-086Ф	03.03.2021	земельный участок для ИЖС	15	3
15-08/1-121Ф	09.03.2021	земельный участок для ИЖС	15	3
17-08/1-240Ф	31.12.2021	линия наружного освещения, а/дорога "Псков-Гдов-Сланцы-Кингисепп-Краколье", перезд (ШНО-2)	3	0,6
12-08/1-52.1	17.10.2017	жилой дом	637	127,4
433-08/1-09	06.01.2010	жилой дом	15	3
16-08/1-021Ф	02.03.2021	земельный участок для ИЖС	15	3
17-08/1-239Ф	31.12.2021	линия наружного освещения, а/дорога "Кингисепп-Порхово" (ШНО1)	10	2
10-08/1-12	04.10.2013	жилой дом	1117,45	446,98
16-08/1-005Ф	02.03.2021	земельный участок для ИЖС	15	3
17-08/1-238Ф	31.12.2021	линия наружного освещения, а/дорога "Кингисепп-Порхово" (ШНО2)	10	2
20-08/01-308Ф	13.04.2021	земельный участок для ИЖС	50	10
20-08/01-371Ф	18.04.2021	земельный участок для ИЖС	50	10
18-08/1-845	25.06.2021	земельный участок для размещения здания морга с группой ритуальных помещений	139,63	27,926
16-08/1-002Ф	25.03.2021	земельный участок для ИЖС	15	3
15-08/1-196Ф	10.03.2021	земельный участок для ИЖС	15	3
16-39088	27.05.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
16-3945	23.05.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
17-23175	01.07.2018	индивидуальный жилой дом	15	3
17-29984	01.04.2018	вагон-бытовка	5	1
17-46007	27.11.2018	индивидуальный жилой дом	15	3

№ заявки	Срок оказания услуг	Подключаемый объект	Заявленная мощность, кВт	Заявленная мощность с учетом коэф-в реализации ТП, кВт
17-6562	26.05.2021	индивидуальный жилой дом	15	3
19-1619	31.12.2020	база отдыха	150	30
19-30919	10.04.2021	СНТ	266,16	53,232
Договоры до 150 кВт включительно,	44	шт.	1702,79	340,558
Из них до 15 кВт включительно,	32	шт.	447	89,4
Итого	46	шт.	3457,24	914,938
Общая сумма по ПС, кВт:				914,938
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1", кВА				10470
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, кВА				11486,60
Номинальная мощность трансформатора, кВА				10300
Максимальная нагрузка за период 2016-2021 годов в режиме "п-1" с учетом договорных обязательств, %				1,12
ДДТН при t=+5 °C, %				1,075
Оценка перспективной загрузки тр-ра по отношению к допустимой:				Превышает

Наименование мероприятия	Тип Т, АТ, кВ	Мощность, МВ·А	Перечень работ по переустройству ПС (установка и/или замена)	Кол-во устанавливаемого оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	Обоснование работ по переустройству	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
ПС 330 кВ								
<i>Для присоединения новых потребителей</i>								
Установка 3-го АТ 125 МВА и расширение РУ 110-330 кВ на ПС 400 кВ Выборгская	400/330/110	2x125; 1x501	3-й АТ	125	2023	623,1	Технологическое присоединение	Инвестор
			ячеек 330	2		332,4		
			ячеек 110	4		208,2		
Расширение РУ 110 кВ ПС 330 кВ Зеленогорск	330/110	2x200	ячеек 110	1	2023	52,3	Технологическое присоединение	Инвестор
						1216,0		

Таблица Д.3 - Перечень ПС 220 кВ и выше, намечаемых к реконструкции в период 2021-2025 годов и оценка капиталовложений. Базовый вариант

Наименование ЛЭП	Параметры новых ЛЭП*, км; марка	Год ввода в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	Обоснование необходимости строительства	Организация, ответственная за реализацию мероприятия
330 кВ					
КЛ 330 кВ Копорская – Ленинградская АЭС	5; КЛ 2500	2021	678	Для выдачи мощности блока №6 Ленинградской АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»
Строительство ЛЭП 330 кВ Ленинградская АЭС - Копорская с ТОР 330 кВ на ПС 750 кВ Копорская сопротивлением 11 Ом с отпайкой на 2 Ом	3,6; 2АС-600	2021	112	Для выдачи мощности блока №6 Ленинградской АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»
ВЛ 330 кВ Тихвин-Литейный – Петрозаводск	280; 2АС-300	2021	4722,33	Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Карелия и Мурманской области	ПАО «ФСК ЕЭС»
Заходы ВКЛ 330 кВ Ленинградская АЭС - Западная на ПС 330 кВ Менделеевская (Ломоносовская)	2x9,57; 2АС-600	2022	Учтены в стоимости ПС	Для обеспечения технологического присоединения потребителей Петродворцового района Санкт-Петербурга и Ломоносовского района Ленинградской области	ПАО «ФСК ЕЭС»
Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская - Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва с образованием ВЛ 330 кВ Кингисеппская - Нарва №1 и ВЛ 330 кВ Копорская - Нарва №1	2x15; 2АС-300	2023	535,8	Для присоединения ПС 330 кВ Нарва	ПАО «ФСК ЕЭС»
Строительство ВЛ 330 кВ Кингисеппская - Нарва №2	31; 2АС-300	2023	285,76	Для присоединения ПС 330 кВ Нарва	ПАО «ФСК ЕЭС»
Итого ЛЭП 330 кВ			6333,89		
Примечание - * уточняется при конкретном проектировании					

Приложение Е.1. Данные Комитета экономического развития и инвестиционной деятельности (письмо №14И-339/2021 от 20.01.2021) и ГКУ «Агентство экономического развития Ленинградской области»



АДМИНИСТРАЦИЯ
ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

**КОМИТЕТ
ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ
И ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

191311, Санкт-Петербург,
Лафонская улица, д. 6 лит.А
Телефон: (812) 539-52-28
Факс: (812) 539-52-70
E-mail: eccn@lenreg.ru
www.eccn.lenobl.ru

Первому заместителю
председателя комитета
по топливно-энергетическому
комплексу
Ленинградской области

С.В. Аминякову

20.01.2021 № 14И-339/2021

На № _____ от _____

Уважаемый Сергей Владимирович!

В ответ на обращение исх. от 28.12.2020 № 3-5944/2020 (вх. от 29.12.2020 № 1145/20) о предоставлении информации о реализуемых в Ленинградской области инвестиционных проектах для разработки схемы и программы развития электроэнергетики на 2021-2025 годы в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», направляю Вам запрашиваемые материалы.

Приложение: на 5 л. в 1 экз.

Первый заместитель
председателя комитета



Е.С. Мищеряков

Исп. Кузнецова Е.В. (644-01-23, доб. 2050, aerfo@lenoblinvest.ru)

№	Наименование проекта	Наименование юридического лица	Место реализации			Срок реализации, год	Объем инвестиций, млн руб.	Количество создаваемых рабочих мест	Экспорт/импорт, МВт
			Муниципальный район (городской округ)	Поселение	Поселение				
1	Производство полимерных материалов из Слан-Песчурит в Ленинградскую область	ООО «Ландшафт-компания «Чистота»	Вологодский район	Зангарино городское поселение	2021	2 000	200	3	
2	Маслоперерабатывающий завод по производству масла, остатков	ООО «Белгородский Молочный Двор»	Вологодский район	Вологодское городское поселение	2021	500	30	2	
3	Производство промывочного оборудования специального назначения	ООО «МетаТек»	Вологодский район	Зангарино городское поселение	2021	500	134	0,7	
4	Выдача территории Бастынской Фабрики в виде в эксплуатацию оборудования для производства текстильного материала процесса переработки валя, включая оборудование, установку и получение субмаркетингового кофе	ООО «ПД» «Золотый»	Вологодский район	Муромское сельское поселение	2023	1 500	50	3	
5	Строительство переработки термостабильного экзотермического сырья в объеме до 2 млн тонн в год	ООО «ТексГранс»	Выборгский район	Высоцкое городское поселение	2022	3 000	60	35	
6	Строительство универсального вертолетного ангара с 6 портами прилета	ООО «Прямороль универсальный вертолетный аэровокзал»	Выборгский район	Прямороль городское поселение	2022	30 000	1 100	120	
7	Комплекс по производству металла	ООО «Гла-Синкан»	Выборгский район	Высоцкое городское поселение	2022	80 000	500	30	
8	Строительство оптоволоконной линии центра сельской цифровой экономики	ООО «Опто-распределительный центр»	Грибовский район	Дружеское городское поселение	2021	4 000	130	4	
9	Производство санитарно-гигиенических средств бумажной и жидкой фазы	ООО «Инвестиционная компания М4»	Грибовский район	Коммунарское городское поселение	2022	325	100	4,5	
10	Строительство нового производственного корпуса, связанного с увеличением производств по изготовлению металлических лестниц, ступеней и иных высокопрочного оборудования	ООО «Валдай-металлическая конструкция»	Грибовский район	Васюковское сельское поселение	2021	304	100	0,6	
11	Строительство металлургического завода в промышленной зоне Усть-Луца	ООО «Белыйский металл»	Милославский район	Восточное сельское поселение	2023	68 000	140	35	

12	Региональный распределительно-накопительный грузовой узел	ООО «Перевозочный пункт»	Вингасловский район	Вингасловское сельское поселение	2022	29 700		10
13	Создание производственно-кладового парковочного комплекса с прилазом и промышленной железнодорожной станцией Вистинэ	ООО «Уль-трамер»	Вингасловский район	Вингасловское сельское поселение	I очередь - 2020 II очередь - 2022	10 000	101	11
14	Строительство завода по производству метанола мощностью 5 ООО т/сут.	ООО «Русхимком»	Вингасловский район	Вингасловское сельское поселение	2023	63 136	ИП - 110, основные - 9%, вспомогательные - 293	16
15	Терминал по перевалке минеральных удобрений в морском торговом порту Усть-Луга	ООО «Еврохим Терминал Усть-Луга»	Вингасловский район	Вингасловское сельское поселение	2022	6 000	200	8
16	Универсальный торговый терминал «Усть-Луга»	АО «УК «Новотранс»	Вингасловский район	Вингасловское сельское поселение	2022	46500	700	266
17	Строительство металлургического завода в промторговой зоне Усть-Луга	ООО «Альком»	Вингасловский район	Вингасловское сельское поселение	2023	85000	600	31
18	Комплекс по переработке этансодержащего газа и производству синтетического природного газа (СПГ) в районе Усть-Лужского сельского поселения	ООО «Русмидалькс»	Вингасловский район	Усть-Лужское сельское поселение	2024	1200000	3500	670
19	Комплекс переработки этансодержащего газа. Газохимический комплекс	ООО «Балтийский химический Комплекс»	Вингасловский район	Усть-Лужское сельское поселение	2023	1200000	1500	
20	Создание завода софитных элементов и комплектной базы	ИП «Союз литейное Санкт-Петербург»	Миряшское городское поселение (Индустриальный парк "Лыбдеринский")	Миряшское городское поселение (Индустриальный парк "Лыбдеринский")	2022	1 000	117	3
21	Строительство складского комплекса класса А для хранения химической продукции	ЗАО «Мастерс Логистик Центр»	Ломоносовский район	Виллозское сельское поселение	2021	1100	270	1,1
22	Строительство нового завода по производству готовых лекарственных средств (имеется действующее предприятие во Всеволожском районе)	ООО «Лория»	Ломоносовский район	Нижинское сельское поселение	II очередь - 2021	1 000	150	1,2
23	Модернизация производства и развитие новых мощностей кофейного производства с целью запуска кованки и увеличения объема выгусовой продукции	ООО «ЯКОБС ДУ ЭГБЕРТС РУС»	Ломоносовский район	Виллозское сельское поселение	2021	2 110	72	5
24	Строительство глубоководного терминала в Усть-Луге по перевалке насыпных сельскохозяйственных и минеральных грузов	ОООУК «Содружество»	Ломоносовский район	Либенское городское поселение	2023	40 000	600	2,2
25	Строительство многофункционального торгового комплекса площадью 20 000 кв.м. в Ладожском сельском поселении	ООО «ГРЕНДЪ»	Ломоносовский район	Ладожское сельское поселение	2025	800	200	1,35

26	Строительство производственно-складского комплекса по выпуску пищевых ингредиентов	ООО «ЭНОПРОМ»	Ломоносовский район	Лабытское сельское поселение	2023	500	30	0,5
27	Создание комплекса по производству сухих пищевых смесей	ООО «ТРИФ-СТЕ»	Ломоносовский район	Виллозское сельское поселение	2021	300	50	0,25
28	Проект создания предприятия по производству доступной рыбной продукции для населения с повышенной мощностью 4630 тонн в год	ООО «Рыбный забойник»	Ломоносовский район	Митенское сельское поселение	2025	4350	269	0,3
29	Создание завода по утилизации экологических отходов и производству кормов для животных (финская технология)	ООО «Элемент»	Лулунский район	Шинское сельское поселение	2021	1390	80	1,2
30	Строительство промышленного комплекса по обработке и переработке извести-песчанки	ООО «Госкокс»	Подорожниковый район	Подорожное городское поселение	2021	1690	50	1
31	Строительство завода по производству торrefицированных (черных) pellets мощностью 60 тысяч тонн в год	ООО «Икс-Энерго»	Сланцевский район	Сланцевское городское поселение	2021	960	31	2
32	Строительство завода по производству газовых воздухоочистителей г. Тосно ул. Промышленная 5	ООО «Итак Рус»	Тосненский район	Тосненское городское поселение	2023	300	50	0,2
33	Создание производства автоприцепов для транспортировки нефтепродуктов, металлов, химических жидкостей и иных специализированных грузов	ЗАО «КАПРИ»	Тосненский район	Никольское городское поселение	2021	1 000	120	1
34	Строительство второй очереди завода по производству фениловой синтетикой	ООО «Нова Рус»	Тосненский район	Тосненское городское поселение	2022	3 800	200	2,5
35	Строительство завода карбонизирующих систем «Индэк»	ООО «Индэк Холдинг РУС»	Тосненский район	Федоровское городское поселение	2021	500	30	3
36	Производство мяжных сыров	ООО «Молочная культура»	Волоховский район	Сельское сельское поселение	2023	630	30	0,2
37	Производство бутилированной питьевой воды и безалкогольных напитков	ООО «Восток»	Гатчинский район	Д. Волыше Колтаны	2022	1 000	110	2
38	Производство металлопла	ООО «ЕвроКлим Северо-Запад 3»	Юнгистровский район	Большелуцкое сельское поселение	2024	134 417	300	48
39	Производство имитированной бумаги/племки	ООО «Импационные технологии»	Сланцевский район	Сланцевское городское поселение	2025	200	50	1,2

40	Создание индустриального парка «Глубина»	ООО «Индустриальный парк «Глубина»	Гатчинский район	Верхнее сельское поселение	2025	310	90	3	
41	Производство сухого молока	ООО «Карельская молочная компания»	Бокситовский район	Пикалевское городское поселение	2022	400	50	0,6	
42	Производство мебели и металлоконструкций	ООО «Комплексные строительные решения»	Всеголовский район	Заневское городское поселение	2022	300	---	1,5	
43	Производство ламинационных материалов	ООО «Терминал «Вино»	Всеголовский район	Заневское городское поселение	2021	1 700	120	4	
44	Научно-производственный центр продукции экологического назначения	ООО «Экс-Экспресс-Сурикс»	Виропский район	Шлиссельбургское городское поселение	2023	30	10	0,5	
45	Транспортно-логистический центр	ООО «Петроматер-Инвест»	Гатчинский муниципальный район	---	2021	510	100	0,3	
46	Расширение действующего производства сызлов и пеньки	ООО «Ориент Продакс»	Всеголовский муниципальный район	Сартоловское городское поселение	2022	848	80	1	
47	Создание производства вспененных ПВХ листов	ООО «Наритекс»	Тосненский район	Федоровское городское поселение	2021	300	200	1,2	
Промышленная зона «Горское»									
48	Обновление производственного оборудования	ООО «ИММ Полиграфоборудование пакеджинг»	Ломоносовский район	Виллозское городское поселение	2021	710		3,2	
49	Производство керогазов	ООО «Нарамин»	Ломоносовский район	Виллозское городское поселение	2021			3,1	
50	Производство табачной продукции	ООО «Крас Нова»	Ломоносовский район	Виллозское городское поселение	2021			1,65	
51	Запуск новой технологической линии на фабрике по выпуску мучных кондитерских изделий на территории Ломоносовского района Ленинградской области	АО «Кондитерская объединение «Лыбимый хлеб»	Ломоносовский район	Виллозское сельское поселение	2021	350	32	2	
Индустриальный парк «М10»									

52	АО "Тандер" (гродовая очередь), АО Фонарь-АэхиМег; ПитерГлоб ПЛ; производственно-созидательский комплекс лицезывателей; технопарк для лицезывательных предприятий МЛО	ООО «Агентство территориального развития МЛО» «МЛО Ям-Аюора»	Тюменский район	Тельманское сельское поселение	2021-2023	3000	1000	10	
53	ООО «Ресурсерго», ЗАО «Большаяская керамическая стель», ЗАО «Холдинг-78», ООО "Петроснаб"	ООО «Агентство территориального развития МЛО» «МЛО Тельман»	Тюменский район	Тельманское сельское поселение	2021-2023	700	200	2	
54	ООО «Шредер Инста» (гродовая очередь), ООО УИ «Агголар», АО «Плекма им. Тельмана», ООО «Алпромгазопорение топливо», ПАО «Певек», ПАО «Газпром нефть», АО «Тандер», XS Retail Group.	ООО «Агентство территориального развития МЛО» «МЛО Певек»	Тюменский район	Тельманское сельское поселение	2021-2022	1000	150	5	
55	ЗАО "ЮШПГ", ООО "Тельма"	ООО «Агентство территориального развития МЛО» «МЛО Инюльское»	Тюменский район	Нюльское городское поселение	2021-2022	900	150	2	
56	Логистический комплекс для размещения фулфилмент-центра e-соллелес	ООО «Агентство территориального развития МЛО» «МЛО Красный бор»	Тюменский район	Красноборское городское поселение	2021-2022	5000	2000	10	
Итого:								1110,75	

Лист согласования к документу № 14И-339/2021 от 20.01.2021. В ответ на № 1145/20 (29.12.2020)
Инициатор согласования: Кузнецова Е.В. Главный специалист отдела развития инвестиционной
инфраструктуры (ГКУ "АЭРЛО")
Согласование инициировано: 20.01.2021 10:17
Краткое содержание: Ответ на запрос Исх. данных СиПР21-25

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ		Тип согласования: смешанное		
№	ФИО	Срок согласования	Результат согласования	Замечания/Комментарии
Тип согласования: последовательное				
1	Романова И.А.		Согласовано 20.01.2021 14:27	-
2	Михальченко А.В.		Согласовано 20.01.2021 15:51	-
Тип согласования: последовательное				
3	Мищеряков Е.С.		ЭП Подписано 20.01.2021 17:52	-

Приложение Е.2. Письмо группы Enel Green Power «ООО Копорье ВЭС»



Общество с ограниченной ответственностью «Копорье ВЭС»
(ООО «Копорье ВЭС»)

188525, Российская Федерация, Ленинградская обл., Ломоносовский р-н,
село Копорье, ул. Торговая, д. 24, помещение 3
ОГРН: 1204700009568 / ИНН: 4725008526 / КПП: 472501001

Почтовый адрес: 115083, Российская Федерация, г. Москва,
ул. Павловская, дом 7, стр.1, 6 этаж, комната 1
Тел.: +7 495 539-31-31 Факс: +7 495 539-31-48
E-mail: egp.russia@enel.com

25.01.2021 № И-КПР-АК-0010
от _____

Председателю комитета
по топливно-энергетическому
комплексу Ленинградской области

Ю.В. Андрееву

Email: tek@lenreg.ru

О включении объекта генерации в
СипР ЭЭ Ленинградской области

Уважаемый Юрий Вячеславович!

Группа Энел, в лице ООО «Копорье ВЭС», реализует проект ветроэлектростанции в Ломоносовском районе Ленинградской области мощностью 200 МВт с планируемым сроком ввода в 2025 году. В соответствии с законодательством РФ продажа электрической энергии (мощности) будет осуществляться на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

В рамках подготовки проекта с 2020 года осуществляется инструментальное измерение ветровых параметров на площадке предполагаемого строительства, проводится сбор исходных данных для проектирования. Кроме того, разработаны технические решения по организации схемы выдачи мощности ВЭС в прилегающую сеть, находящиеся в стадии согласования с подразделениями АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети».

В соответствии с правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, прошу вас включить ВЭС Копорье установленной мощностью 200 МВт в Схему и программу развития электроэнергетики Ленинградской области на 2021-2025 годы.

Представитель компании

А.А. Кухмай

T (985)4568077

«Копорье ВЭС» 188525, Российская Федерация, Ленинградская обл., Ломоносовский р-н, село Копорье, ул. Торговая, д. 24, помещение 3
ОГРН: 1204700009568 / ИНН: 4725008526 / КПП: 472501001